

Приложение № 2
к приказу ПАО «ЛУКОЙЛ»
от 19 июля 2018 г. № 138

Публичное акционерное общество
«Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ»



ЛУКОЙЛ

**КОРПОРАТИВНЫЙ
СТАНДАРТ**

**СТО ЛУКОЙЛ
1.20.11-2018**

**Энергоснабжение
ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ В
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-35 кВ
В ОРГАНИЗАЦИЯХ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»
Основные положения и требования**

М о с к в а

2018

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Департаментом энергообеспечения и эксплуатации Публичного акционерного общества «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ», Обществом с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ», доработан с учетом предложений структурных подразделений ПАО «ЛУКОЙЛ» и организаций Группы «ЛУКОЙЛ».

РАЗРАБОТЧИКИ:

Е.Г.Фролов, А.А.Путилин, В.А.Журавлёв, О.Н.Будыкин, М.Г.Брянцев.

2 ВНЕСЕН Управлением энергоэффективности и энергообеспечения Департамента энергообеспечения и эксплуатации ПАО «ЛУКОЙЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом ПАО «ЛУКОЙЛ» от «19» июля 2018 г. № 138

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© ПАО «ЛУКОЙЛ», 2018

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен и/или распространен без разрешения ПАО «ЛУКОЙЛ»

Содержание

1	Область применения.....	1
2	Ссылочные документы.....	2
3	Термины, определения и сокращения	4
4	Методология применения различных режимов нейтрали и принципы защиты от перенапряжений	10
5	Выбор мощности и типа дугогасящих реакторов при технической реализации режимов с удержанием замыканий на землю	15
6	Критерии выбора типа резистивного заземления нейтрали в зависимости от принципа реализации режима – на удержание или отключение замыканий на землю	20
7	Выбор и реализация высокоомного резистивного заземления нейтрали .	23
8	Выбор и реализация низкоомного резистивного заземления нейтрали ...	26
9	Параллельное включение дугогасящих реакторов и высокоомных резисторов – комбинированное заземление нейтрали.....	29
10	Заземление нейтрали через дугогасящий реактор и низковольтный резистор, кратковременно подключаемый во вторичную обмотку дугогасящего реактора	31
11	Комбинированное заземление нейтрали с коммутируемым высоковольтным резистором.....	32
12	Особенности режима заземления нейтрали в кабельных сетях морских объектов	33
13	Схемы подключения резисторов и дугогасящих реакторов в нейтраль сети	35
14	Выбор фильтров нулевой последовательности со схемой «зигзаг» в качестве нейтралеобразующих устройств	42
15	Выбор силовых трансформаторов в качестве нейтралеобразующих устройств	44
16	Выбор силовых трансформаторов в качестве нейтралеобразующих устройств для подключения низкоомных резисторов	46
17	Технические требования к устройствам заземления нейтрали (дугогасящим реакторам, силовым резисторам, нейтралеобразующим устройствам, автоматике управления реакторами).....	49
18	Принципы организации релейных защит от замыканий на землю в сетях с применением силовых резисторов.....	53

Приложение А (обязательное) Режимы заземления нейтрали сетей 6-35 кВ.....	63
Приложение Б (справочное) Технические характеристики нейтралеобразующих устройств для подключения резисторов и дугогасящих реакторов	68
Приложение В (справочное) Технические характеристики резисторов для заземления нейтрали.....	90
Приложение Г (справочное) Технические характеристики дугогасящих реакторов. Устройства автоматического регулирования тока дугогасящих реакторов.....	97
Приложение Д (рекомендуемое) Рекомендации по организации и конкретным типам релейной защиты от однофазных замыканий на землю при резистивном заземлении нейтрали.	121
Приложение Е (рекомендуемое) Методики расчета уставок токовых защит нулевой последовательности и настройки устройств релейной защиты и автоматики в сетях с резистивным заземлением нейтрали	126

Введение

Настоящий стандарт разрабатывается для методологического обеспечения при реконструкции и новом строительстве, а также при техническом обслуживании, ремонтах и при эксплуатации всех энергетических объектов организаций Группы «ЛУКОЙЛ». Настоящий стандарт является руководящим документом в сфере комплексного подхода при решении задач оптимизации режима заземления нейтрали электрических сетей 6-35 кВ и предупреждения их аварийных отказов.

Настоящий стандарт устанавливает требования, способы и средства по повышению надежности энергоснабжения сетей 6-35 кВ для создания эффективной системы защиты от перенапряжений и организации селективной и чувствительной работы релейной защиты при всех видах замыканий на землю, а также служит для решения задач, связанных с необходимостью снижения затрат на текущий и капитальный ремонт кабельных линий (КЛ), силовых и измерительных трансформаторов и другого оборудования.

Стандарт разработан в соответствии с действующей нормативно-технической документацией и обязателен к применению проектными и эксплуатирующими организациями как основополагающий документ при определении режима заземления нейтрали электрических сетей 6-35 кВ производственных объектов организаций Группы «ЛУКОЙЛ».

К о р п о р а т и в н ы й с т а н д а р т

Энергоснабжение
ВЫБОР РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ В
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-35 кВ В
ОРГАНИЗАЦИЯХ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»
Основные положения и требования

Дата введения 2018-07-19

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает основные положения и требования по выбору режима заземления нейтрали в электрических сетях 6-35 кВ в организациях Группы «ЛУКОЙЛ», определяет особенности выбора режима заземления нейтрали сетей при эксплуатации кабельных линий на основе кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена. Стандарт устанавливает категории энергообъектов организаций Группы «ЛУКОЙЛ» по режиму заземления нейтрали с учетом передовых и актуальных правил, норм и методов, регламентирующих применение силового оборудования для сетей 6-35 кВ.

1.2 Настоящий стандарт обязателен для организаций Группы «ЛУКОЙЛ»¹, деятельность которых связана с проектированием, строительством новых и техническим перевооружением (модернизацией), а также эксплуатацией систем энергоснабжения технологических объектов добычи, переработки нефти и газа, нефтехимии, транспорта нефти и газа и нефтепродуктов, хранения и сбыта

¹ Организации Группы «ЛУКОЙЛ», осуществляющие свою деятельность за пределами Российской Федерации, могут применять требования стандарта в части, не противоречащей законодательству стран осуществления их деятельности, Уставу, иным учредительным и правоустанавливающим документам таких организаций Группы «ЛУКОЙЛ»

нефтепродуктов. Стандарт применим к морским объектам организаций Группы «ЛУКОЙЛ».

2 Ссылочные документы

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты и документы:

ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

ГОСТ 12.1.044-89 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 24297-2013 Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля

ГОСТ 29322-2014 (IEC 60038:2009) Напряжения стандартные

ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ IEC 60332-1-3-2011 Испытания электрических и оптических кабелей в условиях воздействия пламени. Часть 1-3. Испытание на нераспространение

горения одиночного вертикально расположенного изолированного провода или кабеля. Проведение испытания на образование горящих капелек/частиц

ГОСТ Р 50571.5.52-2011/МЭК 60364-5-52:2009 Электроустановки низковольтные. Часть 5-52. Выбор и монтаж электрооборудования. Электропроводки

ГОСТ Р 50571.5.54-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов

ГОСТ Р 54130-2010 Качество электрической энергии. Термины и определения

Правила устройства электроустановок. Издание седьмое. Утверждены Приказом Минэнерго России от 08.07.2002 №204

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Утверждены Приказом Минэнерго России от 13.01.2003 №6

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утверждены Приказом Минэнерго России от 19.06.2003 №229

РД 34.20.179 (ТИ 34-70-070-87) Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6–35 кВ

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие указанных выше ссылочных стандартов (и классификаторов) в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому этим органом информационному указателю национальных стандартов, который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, которые опубликованы в текущем году. Если ссылочный стандарт (классификатор) заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом, следует руководствоваться замененным (измененным) стандартом (классификатором). Если ссылочный стандарт (классификатор) отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем Стандарте применены термины в соответствии с ГОСТ 19431-84, ГОСТ Р 54130-2010, ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 27.002, ГОСТ 20911, а также термины с соответствующими определениями:

3.1.1 аварийный режим работы: Режим работы, сопровождающийся отклонением рабочих параметров от предельно-допустимых значений, характеризующийся повреждением, выходом из строя энергооборудования, возможным длительным перерывом энергоснабжения или представляющий угрозу жизни людей.

3.1.2 бесперебойная работа: Режим, при котором возможные кратковременные перерывы питания по своей продолжительности не приводят к расстройству технологического процесса и существенному ущербу производства.

3.1.3 бестоковая пауза: При дуговом замыкании – интервал времени между моментом погасания дуги и ее повторным зажиганием.

3.1.4 высокоомное резистивное заземление нейтрали сети: Резистивное заземление нейтрали, выполняемое преимущественно с целью обеспечения длительной работы сети с однофазным замыканием на землю (на время поиска и отключения поврежденного присоединения оперативным персоналом), для ограничения перенапряжений и ликвидации феррорезонансных явлений.

3.1.5 дуговое однофазное замыкание на землю: Замыкание на землю, сопровождающееся неустойчивым горением дуги в месте повреждения.

3.1.6 дуговое перенапряжение: Перенапряжение, возникающее в сети при горении дуги в месте повреждения изоляции между фазой и заземленным элементом.

<p>3.1.7 заземляющее устройство; ЗУ: Совокупность заземлителя и заземляющих проводников.</p>

<p>[Правила устройства электроустановок, глава 1.7, пункт 1.7.19]</p>

3.1.8 изолированная нейтраль: Нейтраль трансформатора или генератора, неприсоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через большое сопротивление приборов сигнализации, измерения, защиты и других аналогичных им устройств.

[Правила устройства электроустановок, глава 1.7, пункт 1.7.6]

3.1.9 кабельная линия электропередачи; КЛ: Линия для передачи электроэнергии или отдельных ее импульсов, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями.

[Правила устройства электроустановок, глава 2.3, пункт 2.3.2]

3.1.10 комбинированное заземление нейтрали: Заземление нейтрали, при котором параллельно дугогасящему реактору подключается высокоомный резистор.

3.1.11 критерий: Признак, на основании которого производится определение соответствия диагностического параметра требованиям нормативной и технической документации.

3.1.12 независимый источник питания: Источник питания, на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме в регламентированных пределах при исчезновении его на другом или других источниках питания.

[Правила устройства электроустановок, глава 1.2, пункт 1.2.10]

3.1.13 нормальный режим потребителя электрической энергии: Режим, при котором обеспечиваются заданные значения параметров его работы.

[Правила устройства электроустановок, глава 1.2, пункт 1.2.9]

3.1.14 направленная токовая защита от однофазных замыканий на землю: Защита, реагирующая на ток и напряжение нулевой последовательности, а также электрический угол между ними. Защита подключается к фильтру токов и фильтру напряжения нулевой последовательности.

3.1.15 ненаправленная токовая защита от однофазных замыканий на землю: защита, реагирующая на ток нулевой последовательности. Защита подключается к трансформатору (фильтру) токов нулевой последовательности.

3.1.16 низкоомное резистивное заземление нейтрали сети: резистивное заземление нейтрали, выполняемое с целью ограничения дуговых перенапряжений, быстрого и селективного отключения однофазного замыкания на землю и максимального охвата обмоток электрических машин защитой от однофазного замыкания на землю.

3.1.17 основной источник: Источник электроснабжения, обеспечивающий нормальный режим эксплуатации объекта без ограничения во времени.

3.1.18 потребитель электрической энергии: Электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

[Правила устройства электроустановок, глава 1.2, пункт 1.2.8]

3.1.19 приемник электрической энергии (электроприемник): Аппарат, агрегат и др., предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

[Правила устройства электроустановок, глава 1.2, пункт 1.2.7]

3.1.20 перенапряжение: Повышение напряжения между фазным проводником и землей или между фазными проводниками с амплитудой, превышающей соответствующую амплитуду наибольшего рабочего напряжения для оборудования.

3.1.21 резервный источник питания: Источник питания, обеспечивающий электроэнергией нормированного качества технологические объекты, комплексы электроприемников или электроприемники при исчезновении напряжения на основном источнике.

3.1.22 режим заземления нейтрали сети: Способ устройства нейтрали сети, при котором в нейтрали отсутствует какое-либо оборудование, либо в нейтраль включено оборудование (дугогасящий реактор, резистор, или их комбинация), влияющее на величину тока однофазного замыкания на землю.

3.1.23 резистивное заземление нейтрали сети: Преднамеренное электрическое соединение нейтрали генератора, силового питающего трансформатора или специального заземляющего трансформатора с заземляющим устройством через активное сопротивление с целью ограничения перенапряжений при однофазном замыкании на землю и ликвидации феррорезонансных явлений.

3.1.24 релейная защита от замыканий на землю: Разновидность релейной защиты, способная фиксировать факт возникновения в сети однофазных замыканий на землю, выявлять и при необходимости отключать повреждённое присоединение.

3.1.25 сшитый полиэтилен; СПЭ: Изоляционный материал, получаемый путем применения пероксидной или силановой технологии для улучшения технических характеристик полиэтиленовой изоляции, используется при производстве современных силовых кабелей.

3.1.26 феррорезонансные явления: Процессы, сопровождающиеся перенапряжениями и сверхтоками в обмотках измерительных трансформаторов напряжения, в результате насыщения стали сердечника трансформатора и резонанса в схеме емкость электрооборудования сети – индуктивность намагничивания трансформатора.

3.1.27 эксплуатация: Стадия жизненного цикла энергетического оборудования или энергетических сооружений, на которой реализуется,

поддерживается или восстанавливается его качество.

3.1.28 электрическая сеть: Совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

[Правила устройства электроустановок, глава 1.2, пункт 1.2.6]

3.1.29 электроснабжение: Обеспечение потребителей электрической энергией.

[Правила устройства электроустановок, глава 1.2, пункт 1.2.5]

3.2 В настоящем стандарте использованы также следующие сокращения:

- АПВ** – автоматическое повторное включение;
- БПИ** - бумажно-пропитанная изоляция;
- ВЛ** – воздушная линия электропередач;
- ВН** – высокое напряжение;
- ДГР** – дугогасящий реактор;
- КЗ** – короткое замыкание;
- КЛ** – кабельная линия;
- КНП** – контур нулевой последовательности;
- МТЗ** – максимальная токовая защита;
- НН** – низкое напряжение;
- НП** – нулевая последовательность;
- НТД** - нормативно-техническая документация;
- ОЗЗ** – однофазное замыкание на землю (дуговое или «металлическое»);
- ОПН** – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ОПФ** – определение поврежденного фидера;
- ПУЭ** – правила устройства электроустановок;

- ПС** – подстанция;
- ПТЭЭП** – правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- ПТЭ ЭСиС** – правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- РЗ** – резистор защитный;
- РЗиА** – релейная защита и автоматика;
- РУ** – распределительное устройство;
- СПЭ** – сшитый полиэтилен;
- ТЗН** – трансформатор для заземления нейтрали;
- ТП** – трансформаторная подстанция;
- ТУ** - технические условия;
- ТТНП**– трансформатор тока нулевой последовательности;
- ФМЗО**– фильтр масляный заземляющий нулевой последовательности;
- ФНП**– фильтр нулевой последовательности.

4 Методология применения различных режимов нейтрали и принципы защиты от перенапряжений

4.1 Использование режима изолированной нейтрали в сетях 6-35 кВ при новом строительстве, реконструкции и модернизации ПС и прилегающих сетей следует ограничить в зависимости от тока однофазного замыкания на землю сети (емкостного тока) согласно требованиям ПУЭ и ПТЭ ЭСис. Это связано с необходимостью снижения повреждаемости электрооборудования из-за многоместных повреждений при замыканиях на землю и исключения переходов ОЗЗ в междуфазные КЗ.

При проектировании систем энергоснабжения ответственных объектов (нефтепереработка и нефтехимия, морские объекты) рекомендуется применение схем с заземленной нейтралью. Наиболее оптимальная схема заземления нейтрали определяется на этапе проектирования.

4.2 Выбор режима нейтрали сети 6-35 кВ при модернизации, реконструкции и новом строительстве сетей и ПС должен быть проведен на этапе проектирования и согласован с режимом нейтрали энергосистемы, к которой он может быть подключен.

4.3 При новом строительстве, расширении и реконструкции сетей напряжением 6-35 кВ необходимо рассматривать варианты проектных решений сети с нейтралью, заземленной через ДГР с автоматической компенсацией емкостных токов; нейтралью, заземленной через резистор, а также с комбинированным заземлением нейтрали (параллельное включение ДГР и резистора) и комбинированным режимом заземления нейтрали с коммутируемым (кратковременно подключаемым) низкоомным резистором того же класса напряжения, что и сеть.

4.4 При модернизации, реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве сетей напряжением 6-35 кВ необходимо выполнять технико-экономическое обоснование проектного решения по выбору режима заземления нейтрали.

4.5 Выбор режима заземления нейтрали сетей 6-35 кВ в зависимости от величины емкостного тока, класса напряжения и характеристики сети представлен в приложении А.

4.6 Эффективность применения ДГР при разных видах ОЗЗ (дуговое перемежающееся, прерывистое, «металлическое») достигается за счет обеспечения корректной работы автоматики управления реактором. Следует учитывать, что при возникновении ОЗЗ, для предупреждения повреждения механической подвижной системы реактора (плунжера), автоматика плунжерных ДГР блокируется. Регулирование ДГР со ступенчатой настройкой происходит в соответствии с местными инструкциями по компенсации и в большинстве случаев не обеспечивает требуемую точность настройки. Этим обусловлена возможность возникновения больших расстройек компенсации в режимах ОЗЗ.

4.7 Следует понимать, что даже при настройке ДГР, близкой к резонансной, в течение 10-15 периодов промышленной частоты в месте ОЗЗ может протекать большой по величине ток, содержащий апериодическую составляющую. Полная мгновенная компенсация емкостного тока ОЗЗ соответствует только замыканию вблизи максимума напряжения (90 эл. градусов).

4.8 Основными нарушениями, которых следует избегать при ведении режима компенсации емкостных токов замыкания на землю, являются:

- ведение режима с недокомпенсацией;
- оперирование сначала выключателями трансформаторов, к которым подключены ДГР, а потом уже разъединителями самих ДГР;
- оперирование сначала разъединителями ДГР, а потом выключателями трансформаторов, к которым подключены ДГР, при включении данных трансформаторов в работу;

- отыскание места повреждения поочередным отключением линий (из-за отсутствия селективных защит), что приводит к значительным расстройкам компенсации;

- включение в работу поврежденного фидера в режиме ОЗЗ (сначала находят поврежденный фидер при помощи поочередного отключения, а потом снова вводят его в работу), чтобы абоненты смогли найти землю у себя аналогичными методами.

4.9 Для ограничения перенапряжений, локализации развития повреждений, повышения электробезопасности и надежности эксплуатации оборудования в сетях 6-35 кВ, следует применять:

- а) высокоомные резисторы, включаемые параллельно с ДГР плунжерного типа с автоматическими регуляторами настройки компенсации. Такое комбинированное заземление нейтрали вводится при необходимости компенсации емкостного тока согласно требованиям ПУЭ и ПТЭЭП;

- б) высокоомные (неотключаемые) резисторы с активным током единичных резистивных установок 2–14 А, если отключение поврежденного присоединения при ОЗЗ не требуется или недопустимо по технологическим причинам;

- в) низкоомные (отключаемые) резисторы с активным током единичных установок 40–1000 А, если требуется и технически осуществимо селективное отключение поврежденного присоединения при ОЗЗ.

4.10 Применение резисторов для заземления нейтрали сети 6-35 кВ позволяет:

- снизить перенапряжения при дуговых ОЗЗ до безопасного уровня;
- практически полностью исключить развитие аварий с множественными повреждениями;

- ликвидировать резонансные и феррорезонансные явления, независимо от природы их возникновения;

- снизить апериодические составляющие в токах и напряжениях при ОЗЗ;
- улучшить условия для быстрой самоликвидации ОЗЗ (в кабельных сетях с кабелями БПИ);
- с помощью релейной защиты селективно и с достаточной чувствительностью определить и, при необходимости, отключить фидер с замыканием на землю;
- использовать ОПН для ограничения коммутационных перенапряжений с более глубоким уровнем ограничения.

4.11 Высокоомное резистивное и комбинированное заземление нейтрали применяются, если допускается длительная работа сети в режиме ОЗЗ. При этом номинал резистора выбирается по условию ограничения перенапряжений при дуговых ОЗЗ до значений $(2,4 \div 2,6)U_{\phi}$ и исключения резонансных явлений. При комбинированном заземлении нейтрали ток резистора корректируется в зависимости от вероятной степени раскомпенсации ДГР в режиме ОЗЗ. Ток высокоомного резистора, как правило, должен быть достаточным для ОПФ с действием релейной защиты на сигнал.

4.12 Низкоомное резистивное заземление нейтрали применяется в случаях, когда ОЗЗ должно быть селективно отключено в течение минимально возможного времени. При этом суммарный ток в цепи нейтрали, определяемый с учетом активного тока от резистора, должен быть достаточным для работы релейной защиты на отключение фидера с ОЗЗ и обеспечения устойчивого горения дуги. Величина сопротивления низкоомного резистора должна выбираться из условия обеспечения селективного срабатывания релейной защиты при ОЗЗ на защищаемом присоединении.

4.13 При определении параметров высокоомных и низкоомных резисторов необходимо использовать требования настоящего документа.

4.14 Технические характеристики оборудования для реализации режима заземления через ДГР, а также резистивного и комбинированного режимов

заземления нейтрали приведены в приложениях Б, В, Г.

4.15 Высокоомный резистор подключается в цепь нейтрали через однополюсный разъединитель.

4.16 Эффективность защиты от замыканий на землю сети 6-35 кВ ПС с резистивным заземлением нейтрали при объединении с сетью, в которой нейтраль изолирована или заземлена через дугогасящий реактор, снижается. В этом случае возможна неселективная работа релейных защит от ОЗЗ. Поэтому на смежных центрах питания, РП и ТП релейная защита от ОЗЗ должна быть выполнена таким образом, чтобы обеспечить возможность ОПФ как при резистивном заземлении, так и при переходе сети (в аварийных или ремонтных режимах) к изолированной нейтрали или нейтрали с дугогасящими реакторами.

4.17 В нормальных эксплуатационных режимах сетей 6-35 кВ параллельная работа сети 6-35 кВ ПС с низкоомным заземлением нейтрали и внешней (прилегающей) сети, где нейтраль изолирована или заземлена через дугогасящий реактор – не допускается. Это обусловлено резким возрастанием тока ОЗЗ в новой схеме сети и необходимостью перестройки защит от ОЗЗ на всех фидерах «внешней» сети на отключение присоединения с «землей», что нецелесообразно.

4.18 Разрешается длительное существование режима параллельной работы сети 6-35 кВ ПС с внешней сетью только в случае, если режим заземления нейтрали объединяемых сетей идентичен: через высокоомный или низкоомный резистор; комбинированный или с компенсацией емкостных токов.

4.19 Выбор количества резисторов в зависимости от схемного решения (количество секций шин, режим АПВ) осуществляется на этапе проектирования, исходя из общего правила: в нейтраль сети 6-35 кВ каждой секции шин, которая хотя бы в одном из режимов работы может длительно эксплуатироваться самостоятельно (без связи с иными секциями шин), должен быть установлен свой резистор.

4.20 В сети с высокоомным резистивным заземлением нейтрали, за счет

снижения добротности контура, допускается длительное существование естественной несимметрии с уровнем не более 0,75% от U_{ϕ} .

4.21 Для защиты кабельных линий 6-35 кВ с СПЭ-изоляцией от однофазных замыканий на землю следует применять устройства релейной защиты с действием на отключение повреждаемых при ОЗЗ линий и АВР. Поэтому в сетях с кабелями с СПЭ-изоляцией применяется низкоомное резистивное заземление нейтрали.

4.22 Включение кабелей или кабельных вставок с СПЭ-изоляцией в действующую сеть требует пересмотра существовавшего режима нейтрали рассматриваемой сети 6-35 кВ:

- если в нейтрали сети уже включен резистор, следует выполнить расчет уставок защит от ОЗЗ и проверить их селективность и чувствительность для тех присоединений, в которых вводятся в эксплуатацию кабели с СПЭ-изоляцией. При необходимости следует настроить или заменить устройства РЗА на указанных присоединениях;

- если нейтраль сети изолирована или заземлена через дугогасящие реакторы, необходимо выполнить расчет, выбор и установку в нейтраль сети (в центре питания) резисторов соответствующего номинала; с обеспечением селективности релейных защит от ОЗЗ и действием на отключение присоединений с СПЭ-кабелями;

- если исполнение применяемого ДГР позволяет, выполнить расчет, выбор и подключение к вторичной обмотке ДГР резисторов соответствующего номинала.

5 Выбор мощности и типа дугогасящих реакторов при технической реализации режимов с удержанием замыканий на землю

5.1 С целью повышения эффективности эксплуатации электрических сетей компенсацию емкостного тока ОЗЗ целесообразно вводить при токах, меньших

рекомендованных в ПУЭ и ПТЭЭП значений. Рекомендуется при выборе ДГР ориентироваться на следующие предельные значения емкостных токов ОЗЗ, при достижении которых вводится их компенсация:

- в воздушных сетях 6–20 кВ на железобетонных или металлических опорах и во всех сетях 35 кВ – при токе более 10 А;
- в воздушных сетях, не имеющих железобетонных или металлических опор: при напряжении 6 кВ – при токе более 30 А, при напряжении 10 кВ – более 20 А, при напряжении 15 кВ – более 15 А.

5.2 Указанные значения «предельных» емкостных токов ОЗЗ целесообразно использовать, если в перспективе 3–5 лет ожидается увеличение емкостного тока сети 6–35 кВ до значений, указанных в ПУЭ и ПТЭЭП, как пороговые – по достижении которых необходима компенсация (30–10 А). В противном случае (емкостные токи не превышают 10–15 А, перспектива развития сети не определена) следует реализовать резистивное заземление нейтрали, предусмотрев возможность последующей замены нейтралеобразующих трансформаторов на более мощные и включение параллельно резисторам ДГР.

5.3 В сетях 6–35 кВ, на 100% выполненных СПЭ-кабелями, режим с длительным удержанием ОЗЗ не применяется, поскольку в таких сетях требуется селективное выявление и быстрое отключение замыкания на землю, главным образом с использованием простых (ненаправленных) токовых релейных защит.

5.4 При выборе типа и мощности ДГР для электрически связанной сети необходимо руководствоваться следующими положениями:

- реакторы должны устанавливаться на питающих ПС, связанных с электрической сетью не менее чем двумя линиями электропередачи; установка реакторов на тупиковых подстанциях не допускается;
- выбор подстанций для установки реакторов должен производиться с учетом возможного разделения сети в аварийном или ремонтном режимах на отдельно работающие участки;

– реакторы должны размещаться таким образом, чтобы в каждой части сети после ее разделения сохранялась возможность настройки компенсации емкостного тока, близкой к резонансной; расстройка компенсации в режимах отсутствия ОЗЗ должна контролироваться и поддерживаться автоматически с точностью до 1–5%;

– учитывая широкий ряд номинальных мощностей и диапазонов регулирования выпускаемых в настоящее время реакторов, на каждой секции питающей ПС по возможности следует устанавливать только один ДГР, независимо от емкостного тока ОЗЗ конкретной сети (50–400 А).

5.5 Применение ступенчатых ДГР и ДГР с подмагничиванием при новом строительстве, реконструкции и модернизации ПС запрещается. Необходимо применять плавнорегулируемые ДГР плунжерного типа либо реакторы с плавной подстройкой индуктивного тока за счет автоматического изменения специальной компенсирующей емкости (конденсаторной установки) во вторичной силовой обмотке ДГР.

5.6 В действующих сетях 6-35 кВ, в рамках программ модернизации и реконструкции ПС, целесообразно предусмотреть поэтапную замену ДГР ступенчатого типа на плавнорегулируемые ДГР, мощность которых выбирается с учетом перспективного развития сети.

5.7 Применение ступенчатых ДГР в сетях 6-35 кВ эффективно лишь совместно с высокоомными резисторами. Вариант длительного сохранения в перспективной эксплуатации сети ступенчатых ДГР должен быть обоснован.

5.8 При проектировании применение в сетях 6-35 кВ любых реакторов с подмагничиванием, в том числе реакторов типа РУОМ, с любыми видами автоматики, не допускается.

5.9 В сетях 6-35 кВ с большим по модулю и/или нестабильным вектором несимметрии следует использовать исключительно автоматические регуляторы ДГР, работающие на принципах контроля параметров КНП и не требующие искусственного смещения нейтрали.

5.10 В сетях 35 кВ перед установкой ДГР необходимо проводить работы, связанные с симметрированием этих сетей. В соответствии с РД 34.20.179 (ТИ 34-70-070-87) в сетях 35 кВ выравнивание емкостей фаз относительно земли выполняется транспозицией проводов, а также распределением конденсаторов высокочастотной связи. Второй метод является более приемлемым с точки зрения простоты реализации и трудозатрат. Наиболее адекватным вариантом является установка высокоомных резисторов в нейтраль симметрируемой таким образом сети, в том числе параллельно ДГР.

5.11 Перед вводом в работу ДГР на конкретной ПС рекомендуется разработать инструкцию по ведению режима компенсации емкостных токов замыкания на землю для конкретного распределительного устройства, в которой будут отражены особенности настройки и контроля параметров ДГР и КНП в вероятных режимах эксплуатации, а также процедуры вывода в ремонт оборудования для заземления нейтрали.

5.12 Определять значение емкостного тока сети для выбора мощности дугогасящих реакторов следует расчетным путем или по результатам натуральных экспериментов.

5.13 Мощность реакторов должна выбираться по значению емкостного тока сети с учетом ее перспективного развития в ближайшие 5–10 лет. При отсутствии данных о развитии сети мощность реакторов следует определять по наибольшему значению емкостного тока сети, увеличенному на 25%.

5.14 Мощность ДГР выбирается по величине полного емкостного тока замыкания на землю в электрически связанной сети и рассчитывается по формуле:

$$Q_{расчДГР} = nI_C U_\phi \leq Q_{ДГР}, \quad (1)$$

где $Q_{расчДГР}$ – расчетная мощность ДГР, кВА;

n – коэффициент, учитывающий развитие сети ($n = 1,25$);

I_C – ток ОЗЗ секции шин, А;

U_ϕ – фазное напряжение сети, кВ;

$Q_{\text{ДГР}}$ – мощность выбранного ДГР, кВА.

5.15 При выборе ДГР для кабельных и смешанных сетей 6–10 кВ, характеризующихся возможностью неконтролируемого перевода абонентской нагрузки (и соответствующих присоединений) между секциями питающей ПС, например, путем переключения вводов ТП и РП, мощность ДГР следует рассчитывать с учетом следующего: диапазон регулирования реактора должен покрывать суммарный емкостный ток ОЗЗ секций ПС, для которых возможно увеличение I_C более чем в 1,25 раза.

5.16 При проектировании системы компенсации емкостных токов обратить внимание на влияние сопротивления нейтралеобразующего трансформатора (TN) на выбор величины тока ДГР. Истинное значение тока реактора можно рассчитать по формуле:

$$I_{\text{ДГР}} = I_L \frac{X_L}{X_L + 0.33X_{\text{TN}}}, \quad (2)$$

где I_L – максимальное паспортное значение тока реактора, А;

X_L – минимальное значение индуктивного сопротивления ДГР в заданном диапазоне регулирования;

X_{TN} – эквивалентное сопротивление TN токам нулевой последовательности:

$$X_{\text{TN}} = \frac{U_K U_{\text{НОМ}}^2}{100S_{\text{НОМ}}}, \quad (3)$$

где U_K – напряжение КЗ трансформатора (паспортное значение в %) TN, %;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{\text{НОМ}}$ – мощность трансформатора, кВА.

5.17 Применение защит от однофазных замыканий на землю, действующих на сигнал или отключение поврежденного присоединения, для сетей с заземленной через ДГР нейтралью не исключает возможность возникновения дуговых перенапряжений, опасных для изоляции электрооборудования.

6 Критерии выбора типа резистивного заземления нейтрали в зависимости от принципа реализации режима – на удержание или отключение замыканий на землю

6.1 Определение типа резистивного заземления нейтрали сети и выбора номинала резистора производится на основе следующих критериев:

- выполнение условий по электробезопасности;
- обеспечение надежного электроснабжения потребителей;
- снижение уровня перенапряжений в сети;
- организация эффективной релейной защиты от ОЗЗ;
- экономически оправданных затрат на организацию заземления

нейтрали.

6.2 Критерий обеспечения электробезопасности при ОЗЗ на ПС выполняется с учетом допустимого сопротивления ЗУ или напряжения прикосновения. Кратковременно допустимое напряжение прикосновения определено согласно ГОСТ 12.1.038-82. Недопустимость прикосновения к резистору обеспечивается ограждением резистивных установок, их размещением на определенной высоте и иными мерами согласно ПУЭ.

6.3 Резисторы обычно устанавливаются в центрах питания, которыми являются ПС класса 110 кВ и выше, электростанции, подстанции глубокого ввода.

6.4 Критерий надежности электроснабжения потребителей определяется возможностью обеспечения соответствующей категории надежности электроснабжения согласно ПУЭ, глава 1.2, и запуском автоматического ввода резерва у потребителя. Для потребителей первой и второй категорий целесообразно использовать режим резистивного заземления нейтрали с действием релейной защиты на отключение поврежденного элемента. Для потребителей второй категории с временным питанием от одного независимого источника и для потребителей третьей категории необходимо рассматривать вопрос сохранения режима ОЗЗ. При необходимости эксплуатации сети с

неотключаемыми ОЗЗ необходимо использовать высокоомное резистивное заземление нейтрали с действием релейной защиты на сигнал.

6.5 Критерий снижения уровня перенапряжений определяется необходимым значением ограничения уровня перенапряжений и характеризуется коэффициентом K_U , который представляет отношение максимального напряжения (перенапряжения) на неповрежденных фазах в переходном режиме ОЗЗ $U_{ПЕР}$ к амплитудному значению наибольшего фазного напряжения $U_{ФМАХ}$.

$$K_U = \frac{U_{ПЕР}}{U_{ФМАХ}}. \quad (4)$$

Для режима дугового ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью обычно принимается $K_U = 3,0 \div 3,2$.

6.6 Значение фазы гашения дуги ψ_Γ , при которой напряжение U_N достигает максимума и обеспечивает наибольшие перенапряжения, определяется как:

$$\psi_\Gamma = \arcsin \frac{0,2 \left(\frac{I_R}{I_C} \right)^2 - \sqrt{\left(\frac{I_R}{I_C} \right)^2 + 1}}{\left(\frac{I_R}{I_C} \right)^2 + 1}. \quad (5)$$

Фаза зажигания дуги, отвечающая условию наибольших перенапряжений, не зависит от I_R/I_C и составляет $\psi_3 \approx 68^\circ$.

С учетом выражения (5) перенапряжения в сети с резистивным заземлением нейтрали определяются из выражения:

$$K_U = 1,71 + \frac{(1-d)C_\Phi}{C_\Phi + C_{\Phi\Phi}} \cdot \left[0,93 - (\sin \psi_\Gamma - 0,2) \cdot e^{-\frac{I_R}{I_C}(1,19 - \psi_\Gamma)} \right], \quad (6)$$

где $(1-d)$ – коэффициент демпфирования свободных колебаний; для широкого класса кабельных сетей характерны значения $d=0,05 \div 0,10$, что соответствует нормальной и ослабленной (например, после 10–15 лет

эксплуатации) изоляции сети. Коэффициент $d \geq 0,3 \div 0,5$ соответствует предельной степени старения или предпробойному состоянию изоляции кабеля;

C_{Φ} и $C_{\Phi\Phi}$ – фазная и междуфазная емкости сети, для кабелей с БПИ по ГОСТ 18410-73; $C_{\Phi\Phi} = 0,27 \cdot C_{\Phi}$, для СПЭ-кабелей $C_{\Phi\Phi} = 0$.

6.7 Для определения номинала резистора и инженерной оценки уровня ограничения перенапряжений при дуговых ОЗЗ при различных соотношениях I_R/I_C и характерных коэффициентах $d=0,05 \div 0,10$ удобно пользоваться графиками, полученными на основе выражения (6) и представленными на рисунке 1.1.

6.8 В качестве значений, определяющих достаточную степень защиты изоляции сети и электрооборудования от перенапряжений при ОЗЗ в случае резистивного заземления нейтрали, принимаются значения $K_U \leq 2,6$. Для сети с низкоомным резистивным заземлением нейтрали $K_U = 1,0 \div 2,2$; с высокоомным – $K_U = 2,2 \div 2,6$.

6.9 Критерий организации эффективной защиты от ОЗЗ заключается в определении необходимых типа и уставок защиты, обладающей требуемой селективностью и чувствительностью. При низкоомном резистивном заземлении нейтрали в режиме ОЗЗ по поврежденному присоединению протекает ток величиной десятки и сотни ампер, что позволяет организовать простую токовую защиту с действием на отключение поврежденного присоединения. При высокоомном резистивном заземлении нейтрали, а также в нейтралях с ДГР, оснащенных низковольтным резистором, включенным во вторичную силовую обмотку реактора, отключение поврежденного фидера производится по наличию активной составляющей тока ОЗЗ в поврежденном присоединении.

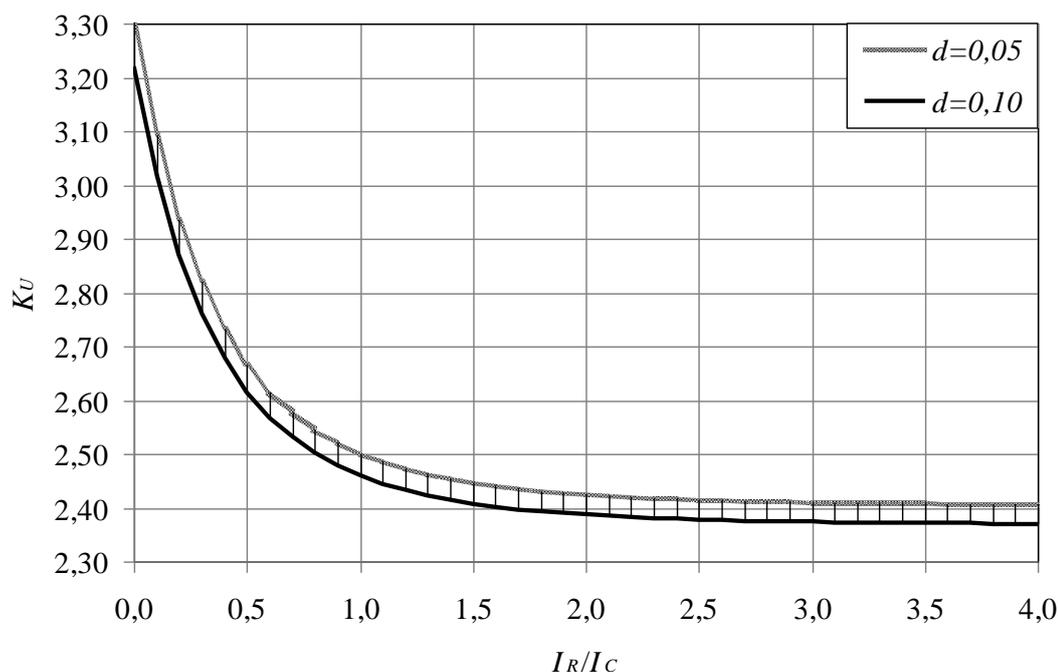


Рисунок 1.1 – Зависимость уровня перенапряжений при дуговых ОЗЗ в кабельной сети с резистивным заземлением нейтрали в зависимости от I_R/I_C для различных значений коэффициента успокоения d

6.10 Допустимое сопротивление резистора по критерию эффективной работы РЗиА от ОЗЗ определяется по выражению:

$$R_N = 3 \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} I_{СЗ\max}}, \quad (7)$$

где $I_{СЗ\max}$ – максимальный ток срабатывания релейной защиты от ОЗЗ.

7 Выбор и реализация высокоомного резистивного заземления нейтрали

7.1 Высокоомное резистивное заземление нейтрали применяется в сети с возможностью длительной работы в режиме ОЗЗ. Сопротивление резистора определяется из условия ограничения уровня перенапряжений до значений $K_U = 2,2 \div 2,6$. Активная составляющая тока ОЗЗ в сети с высокоомным резистором достаточна для определения повреждённого присоединения при помощи направленных токовых защит НП, работающих на сигнал или (реже) – на отключение.

7.2 Если логика работы защит от ОЗЗ (на отключение или на сигнал) на разных секциях или присоединениях сети 6-35 кВ неодинакова, для заземления нейтрали следует использовать высокоомный резистор.

7.3 Сопротивление резистора выбирают таким, чтобы активная составляющая I_R тока ОЗЗ была близка к емкостной составляющей I_C . При этом условие ограничения перенапряжений при ОЗЗ до уровня $K_U = 2,2 \div 2,6$, характеризующего оптимальный номинал резистора R_N , достигается при выполнении равенства:

$$I_R \geq (0,6 - 1,0)I_C \Rightarrow R_N \leq \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (0,6 - 1,0)I_C} \quad (8)$$

7.4 При увеличении сопротивления резистора, когда $I_R \leq 0,6 \cdot I_C$, напряжение на нейтрали за время бестоковой паузы снижается не до нуля, что приводит к увеличению уровня дуговых перенапряжений свыше

$$K_U = 2,6.$$

7.5 Значение тока I_R , протекающего через резистор в режиме ОЗЗ, вычисляют по выражению:

$$I_R = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot R_N} \quad (9)$$

7.6 При этом результирующий ток $I_{ОЗЗ\Sigma}$ в месте замыкания равен геометрической сумме емкостного тока сети и активного тока, создаваемого резистором для заземления нейтрали:

$$I_{ОЗЗ} = \sqrt{I_R^2 + I_C^2} \quad (10)$$

7.7 Для определения оптимального номинала резистора рекомендуется провести уточняющие расчеты с использованием специализированных компьютерных программ, предназначенных для анализа электромагнитных переходных процессов (EMTP, VMAES, NRAFT и др.) для конкретной схемы сети.

7.8 Конструкция высокоомного резистора должна обеспечивать его термическую стойкость в течение всего времени существования ОЗЗ без

ограничения. Отключение такого резистора до устранения ОЗЗ в сети не предусмотрено.

7.9 Термическая стойкость высокоомного резистора оценивается по допустимой длительной мощности резистора P_R при наибольшем рабочем напряжении, которая должна удовлетворять условию:

$$I_R \geq \frac{U_{\text{наиб.рабочее}}}{\sqrt{3}R_N}, P_R \geq I_R^2 \cdot R_N. \quad (11)$$

7.10 Рекомендуется при расчетах выбирать величину сопротивления высокоомного резистора из номинального ряда:

- для сетей 6 кВ – 300, 400, 500, 600, 700, 800, 1000 Ом;
- для сетей 10 кВ – 400, 500, 600, 700, 800, 1000, 1200, 1500, 2000 Ом;
- для сетей 15 кВ – 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1500, 2000 Ом;
- для сетей 35 кВ – 2000, 3000, 4000, 5000, 6000, 7000, 8000, 10000, 12000 Ом.

Приведенные ряды номинальных сопротивлений не ограничивают возможность выбора других сопротивлений резисторов.

7.11 При необходимости выбора резистора другого номинала следует руководствоваться рекомендациями завода-изготовителя.

7.12 Особые требования к параметрам высокоомных резисторов в сетях с несимметрией фазных напряжений в зависимости от напряжения прямой и нулевой последовательности и содержания высших гармоник не предъявляются.

7.13 В сети, где осуществляется высокоомное резистивное заземление нейтрали, допускается длительное существование естественной несимметрии с уровнем, ограниченным за счет снижения добротности контура до значений не более 0,75% от U_{ϕ} .

7.14 Техническая информация о высокоомных резисторах для заземления нейтрали представлена в Приложении В.

8 Выбор и реализация низкоомного резистивного заземления нейтрали

8.1 Главной целью низкоомного резистивного заземления нейтрали сети является создание условий горения устойчивой дуги и быстрое отключение ОЗЗ релейной защитой. При этом также обеспечивается глубокое ограничение перенапряжений и нарушение условий существования резонансных явлений, приводящих к повышению фазных напряжений.

8.2 Низкоомное резистивное заземление нейтрали следует использовать во всех случаях, когда возможно обеспечить быстродействующий ввод резерва для питания отключенного при ОЗЗ оборудования.

8.3 Электробезопасность в кабельной сети с низкоомным резистором будет обеспечена быстрым отключением ОЗЗ и растеканием 80–90% тока замыкания по оболочкам кабелей, заземленных, как правило, по обеим сторонам КЛ. При необходимости следует рассмотреть вопрос снижения сопротивления ЗУ на РП и ТП до значений менее $R_{ЗУ}(\text{ТП, РП}) = 4$ Ом путем организации металlosвязи с контуром ЗУ центров питания с сопротивлением $R_{ЗУ}(\text{ЦП}) \leq 0,5$ Ом либо применением специальных заземлителей.

8.4 Основным критерием выбора низкоомного резистора для заземления нейтрали является обеспечение селективности РЗиА на основе простых ненаправленных токовых защит согласно выражению (7). Выполнение этого условия обеспечивает уровень $K_U = 1,8 \div 2,2$.

8.5 Сопротивление резистора выбирают наименьшим, исходя из двух условий:

1) обеспечения устойчивого горения дуги при ОЗЗ, при котором ток резистора должен превышать емкостный ток ОЗЗ в $2,5 \div 4,0$ раза:

$$I_R \geq (2,5 - 4,0)I_C \Rightarrow R_N \leq \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (2,5 - 4,0)I_C}. \quad (12)$$

2) обеспечение селективного срабатывания простых токовых защит на отключение ОЗЗ, при котором ток резистора должен превышать максимальный

ток срабатывания защиты I_{C3max} от ОЗЗ в соответствии с выражением (7). Резистор, выбранный из условия обеспечения селективности релейной защиты от ОЗЗ, как правило, создает активный ток, существенно превышающий емкостный.

8.6 При токах ОЗЗ до 10 А и действии защит на отключение целесообразно скорректировать номинал низкоомного резистора так, чтобы активная составляющая тока была не менее 40 А. В общем случае следует руководствоваться правилом: при токах I_C менее значений, регламентированных ПУЭ как предельные для введения компенсации, необходимо предусматривать активный ток от резистора, как минимум в 4 раза превышающий суммарный емкостный ток сети. При токах I_C , превышающих регламентированные для введения компенсации, множитель для выбора активного тока принимается в диапазоне 2,5 – 4,0.

8.7 При неотключении ОЗЗ в сети с низкоомным резистором (отказ выключателя/отказ релейной защиты и т.п.) должен отключаться «следующий» по ступени селективности фидер, питающий секцию РП или ТП с неотключившимся аварийным присоединением. Если этого не происходит, соответствующий фидер должен отключиться с центра питания. Повышение выдержек по времени защит от замыканий на землю «от хвоста к голове» обеспечивает резервирование по отключению поврежденного присоединения с ОЗЗ.

8.8 При неправильной работе РЗиА от ОЗЗ и/или отказе выключателей (см. п. 8.6) по истечении номинального времени работы резистора (не ниже 10 с) и при условии, что режим ОЗЗ не устранен, должно быть предусмотрено отключение присоединения с резистором в нейтрали. В этом случае с переходом сети в режим изолированной (или заземленной через дугогасящий реактор) нейтрали поиск фидера с ОЗЗ осуществляется существующими защитами от ОЗЗ, например, типа УСЗ-3М.

8.9 Термическая стойкость низкоомного резистора оценивается по

допустимому кратковременному току $I_{R_ДОП}$ и времени его протекания $t_{R_ДОП}$ при наибольшем рабочем напряжении сети, которые должны удовлетворять условиям:

$$I_{R_ДОП} \geq \frac{U_{\text{наиб. рабочее}}}{\sqrt{3}R_N}, \quad (13)$$

8.10 Низкоомные резисторы для заземления нейтрали сетей 6-35 кВ должны соответствовать требованиям по термической стойкости:

$$t_{R_ДОП} \geq t_{C3\text{резерв}}, \text{ но не менее } 10 \text{ с}, \quad (14)$$

где $t_{C3\text{резерв}}$ – время отключения ОЗЗ резервной защитой, действующей на вводной выключатель, с.

8.11 При расчетах для сети 6, 10, 35 кВ следует выбирать величину сопротивления низкоомного резистора из номинального ряда:

- для сетей 6 кВ – 15, 20, 30, 40, 50 Ом;
- для сетей 10 кВ – 20, 30, 40, 50, 100 Ом;
- для сетей 15 кВ – 30, 40, 50, 100 Ом;
- для сетей 35 кВ – 150, 200, 400 Ом.

8.12 При необходимости выбора резистора другого номинала следует руководствоваться рекомендациями завода-изготовителя.

8.13 Выбор низкоомного резистора для заземления нейтрали должен сопровождаться проверкой на ненасыщение ТТНП при номинальном токе резистора.

8.14 В сетях 6-35 кВ ПС, питающих промышленные предприятия, которые имеют источники высших гармоник (например, частотно-регулируемые электроприводы), длительно протекающий ток высших гармоник не должен превышать 5 А.

8.15 Для выбора номинала низкоомного резистора в сети с емкостными токами замыкания на землю до 100 А приоритетным считается условие гарантированного перевода перемежающейся дуги в устойчивую (п. 8.5 часть 1,

выражение (12)), при емкостных токах замыкания более 100 А – условие гарантированной работы релейных защит от ОЗЗ (п. 8.5 часть 2). В зависимости от конкретной схемы и конструкции сети, а также имеющихся и планируемых к установке защит от ОЗЗ, номинал низкоомного резистора должен быть дополнительно скорректирован.

8.16 Техническая информация о низкоомных резисторах для заземления нейтрали представлена в Приложении В.

9 Параллельное включение дугогасящих реакторов и высокоомных резисторов – комбинированное заземление нейтрали

9.1 Основными задачами применения комбинированного заземления нейтрали являются:

- снижение уровня перенапряжений, для любых случаев возникновения раскомпенсации в сети с ДГР – как при срабатывании защит, так и при оперативных переключениях в течение режима ОЗЗ;
- устранение биений фазных напряжений с амплитудой до $(1,8-2,0)U_{ф\max}$, возникающих после погасания дуги при существенных расстройках компенсации;
- симметрирование сети вследствие снижения напряжения смещения нейтрали; обеспечение требований ПТЭЭП (длительно – не более 15% от фазного напряжения в сети с ДГР);
- сокращение длительности горения дуги; это позволяет практически полностью исключить переходы ОЗЗ в КЗ;
- создание условий для улучшения селективности защит от замыканий на землю с действием на сигнализацию или отключение;
- ликвидация вероятных резонансных процессов, независимо от природы их возникновения, в токе замыкания и фазных напряжениях.

9.2 Выбор ДГР для компенсации емкостного тока при комбинированном

заземлении нейтрали производится аналогично указаниям Раздела 5.

9.3 В сетях 6-35 кВ, на 100% выполненных кабелями с СПЭ-изоляцией, применяются режимы нейтрали, обеспечивающие минимизацию времени существования ОЗЗ в сети. В таких сетях комбинированное заземление нейтрали и компенсация емкостного тока применяются редко.

9.4 Оптимальным вариантом для сетей 6-35 кВ, на 100% выполненных кабелями с СПЭ-изоляцией 20 кВ, является быстрое отключение замыкания на землю с использованием простых (ненаправленных) токовых релейных защит на основе низкоомного резистивного заземления нейтрали.

9.5 Критерием выбора резистора для установки параллельно ДГР служит вероятная степень раскомпенсации ДГР в режиме ОЗЗ. Необходимость дополнительного оснащения нейтральной точки резистором связана с тем, что эффективность компенсации емкостного тока неудовлетворительна ($K_U \geq 2,95-3,0$) во всех случаях, когда расстройка компенсации $v \geq 25\%$. Возникновение больших расстройек компенсации обусловлено следующими факторами:

- блокировка автоматики настройки ДГР при возникновении в сети ОЗЗ и невозможность дальнейшей подстройки плунжерного реактора, вплоть до устранения замыкания;
- вероятные изменения конфигурации сети, вызванные оперативными переключениями, а также неконтролируемыми переключениями в потребительских сетях.

9.6 Выбор резистора, устанавливаемого параллельно ДГР, производится по значению вероятной степени раскомпенсации (емкостному току раскомпенсации ΔI):

$$R_N \geq \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \Delta I}. \quad (15)$$

9.7 Оценка эффективности резистора в части ограничения уровня дуговых перенапряжений при ОЗЗ при разных расстройках компенсации и

коэффициентах демпфирования (значения $d \geq 0,1$ соответствуют сети с резистором) представлена на рисунке 1.2.

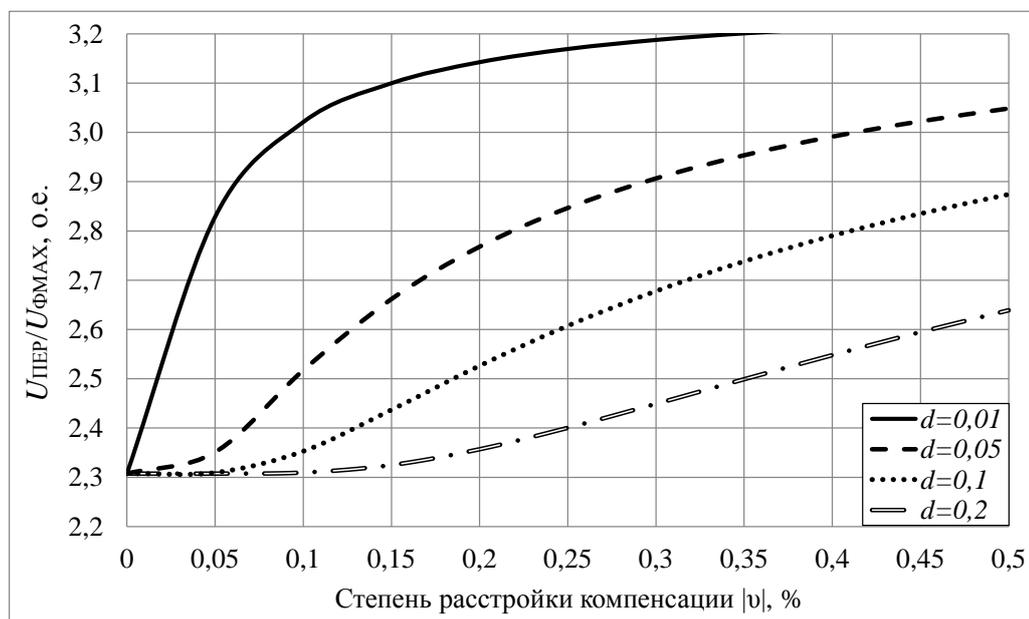


Рисунок 1.2 – Перенапряжения при дуговых замыканиях на землю в зависимости от расстройки компенсации и влияние резистора

9.8 В сети, где осуществляется комбинированное заземление нейтрали, допускается длительное существование смещения нейтрали с уровнем, ограниченным за счет снижения добротности контура до значений не более 15% от U_{ϕ} .

10 Заземление нейтрали через дугогасящий реактор и низковольтный резистор, кратковременно подключаемый во вторичную обмотку дугогасящего реактора

10.1 Основной задачей применения резистора, подключаемого во вторичную обмотку ДГР, является определение поврежденного фидера.

10.2 В режиме ОЗЗ резистор подключается с выдержкой времени по $3U_0$ не менее 1-2 с, что обуславливает отсутствие его влияния на уровень перенапряжений при дуговых ОЗЗ в этот период.

10.3 В протяженных воздушных или воздушно-кабельных сетях 6-35 кВ

резистор во вторичной обмотке постоянно обтекается током, обусловленным несимметрией сети. Вследствие этого существуют ограничения области применения данного режима заземления нейтрали в зависимости от конструкции и протяженности сети.

10.4 Критерием выбора сопротивления резистора, подключаемого во вторичную обмотку ДГР, является условие термической стойкости обмотки ДГР и возможность отвода тепла, которое выделится на резисторе при протекании тока в режиме ОЗЗ.

10.5 При установке металлического резистора во вторичной обмотке ДГР необходимо учитывать увеличение его электрического сопротивления за счет нагрева ($R = R_0(1+\alpha T)$, где α – температурный коэффициент сопротивления, T – температура), и как следствие снижение активного тока, необходимого для работы РЗА, что может привести к отказу защиты. В случае отказа защитной автоматики происходит сгорание резистора с повреждением расположенного рядом оборудования.

10.6 Применение вторичных резисторов, предварительно нагретых из-за стекания через них токов несимметрии, для обеспечения селективной работы ваттметрической функции защиты с действием на сигнал требует наличия микропроцессорных защит с такой функцией, их правильного параметрирования и подключения к выходу высокоточных датчиков тока нулевой последовательности (например, CSH), в том числе поставляемых в комплекте с терминалами защит.

11 Комбинированное заземление нейтрали с коммутируемым высоковольтным резистором

11.1 Применяется в схемах 35 кВ при наличии достаточно разветвленной сети с протяженными линиями и связанной с этим сложностью организации релейной защиты от ОЗЗ с действием на сигнал или отключение поврежденного фидера.

11.2 Сохраняет все преимущества комбинированного режима нейтрали в части компенсации емкостного тока ОЗЗ и защиты от перенапряжений, совместив их с гарантированным определением поврежденного присоединения в режиме ОЗЗ.

11.3 Реализация режима с коммутируемым высоковольтным резистором предполагает автоматическое включение и отключение с заданными выдержками времени низкоомного резистора в нейтрали силового питающего трансформатора 110-220 кВ или блочного трансформатора 35/6 кВ (с помощью однополюсного выключателя), или ТЗН с низкоомным резистором в нейтрали (с помощью трехфазного выключателя в ячейке с ТЗН).

11.4 В режиме однофазного замыкания на землю кратковременное подключение низкоомного резистора шунтирует на 1-2 с высокоомный резистор, установленный параллельно ДГР, уровень ограничения перенапряжений составляет не более $2,5U_{ф\max}$. После выявления поврежденного присоединения коммутируемый низкоомный резистор отключается и схема возвращается в исходное положение: в нейтрали остаются нормально подключенные высокоомный резистор для подавления перенапряжений и ДГР для компенсации емкостного тока ОЗЗ промышленной частоты.

11.5 Кратковременное подключение высоковольтного низкоомного резистора может выполняться в сетях 35 кВ с любым емкостным током. Величина тока, создаваемого коммутируемым резистором, выбирается исходя из решения двух задач, описанных в разделе 8 (п.8.5).

12 Особенности режима заземления нейтрали в кабельных сетях морских объектов

12.1 Кабельные сети 10 кВ морских объектов выполняются кабелями с СПЭ-изоляцией и требуют немедленного отключения любого замыкания на землю как по условию электробезопасности, так и по причине отсутствия

эффекта самовосстановления электрической прочности СПЭ-изоляции.

12.2 Режим заземления нейтрали сетей 6-10 кВ морских объектов – низкоомный резистивный, поэтому для него справедливы положения настоящего стандарта, изложенные в разделе 8.

12.3 Нейтрали сетей 6-10 кВ морских объектов заземляются, как правило, через отключаемый модульный резистор сопротивлением 150 – 300 Ом (40 – 20 А) с термической стойкостью не менее 10 с, подключенный с помощью сухого нейтралеобразующего трансформатора в отдельной ячейке КРУ на шинах ГРЩ-10 кВ платформы. Оборудование для заземления нейтрали сети устанавливается на каждой секции шин 6-10 кВ.

12.4 Заземление нейтрали сетей 6-10 кВ морских объектов может быть выполнено путем заземления нейтрали генераторов, если они всегда подключены в нормальном эксплуатационном режиме и работают непосредственно на шины ГРЩ-6(10) кВ и при условии, что такой режим нейтрали предусмотрен конструкцией генераторов и допускается их заводом-изготовителем. Допустимый суммарный ток замыкания на землю с учетом активной составляющей от резистора и емкостной составляющей от всех элементов сети (в режиме с наибольшим емкостным током), определяемый как их геометрическая сумма, не должен превышать 45 А при условии отключения ОЗЗ в обмотке статора генератора за время до 1 с. Стандартным вариантом является отключение генератора своим выключателем при ОЗЗ в статоре за 0,5 с.

12.5 Резистивное заземление нейтрали генераторов 6-10 кВ в сетях морских объектов должно выполняться с учетом вида и области действия релейной защиты от замыканий в обмотке статора. Независимо от сопротивления резистора в нейтрали генератора должна быть предусмотрена 100% защита обмотки статора от однофазных повреждений.

12.6 Сопротивление резистора и способ его подключения в нейтраль сети 6-10 кВ морских объектов выбирается на этапе проектирования и может быть

скорректировано в зависимости от типа и требуемого тока релейной защиты, действующей на отключение любого однофазного повреждения сети, допустимого тока при повреждении обмотки статора генераторов, непосредственно присоединенных к шинам сети 6-10 кВ а также условий электробезопасности с учетом времени отключения ОЗЗ.

13 Схемы подключения резисторов и дугогасящих реакторов в нейтраль сети

13.1 Нейтрали сетей 6-35 кВ заземляются через резистор и/или ДГР на питающих ПС или шинах ТЭЦ. Оборудование для заземления нейтрали сети устанавливаются на каждой секции шин 6-35 кВ.

13.2 Для подключения резистора и/или ДГР в сети 6-35 кВ необходим сухой или масляный трансформатор (ТЗН) 6(10, 35)/0,4 со схемой соединения обмоток « Y_0/Δ » или фильтр нулевой последовательности (ФНП) без вторичной обмотки со схемой «зигзаг с выведенной нейтралью».

13.3 В сети 35 кВ резистор подключается в нейтраль блочного трансформатора блока генератор-трансформатор или в нейтраль отдельного ТЗН или ФНП, а также в нейтраль обмотки 35 кВ силового трансформатора 110-220 кВ.

13.4 Для подключения резистора, за исключением случаев его присоединения к нейтрали генератора 6-10 кВ (когда это предусмотрено производителем) или питающего трансформатора 110-220 кВ, требуется нейтралеобразующее устройство, а также отдельная ячейка, укомплектованная силовым выключателем и стандартным набором линейных защит. В цепи низкоомного резистора, как правило, устанавливают трансформатор тока, с которого поступает сигнал для защиты резистора.

13.5 Активное сопротивление ФНП мощностью 40 - 1600 кВА с обмоткой «зигзаг с нулем» примерно в 2 раза меньше сопротивления ТЗН той же мощности. Однако ток резистора, подключенного в нейтраль ФНП, все равно

будет ограничен сопротивлением обмоток: расчетное ограничение активного тока не должно превышать 15%.

13.6 Типовые схемы подключения высокоомных и низкоомных резисторов в сетях напряжением 6-35 кВ приведены на рис. 1.3 – 1.5.

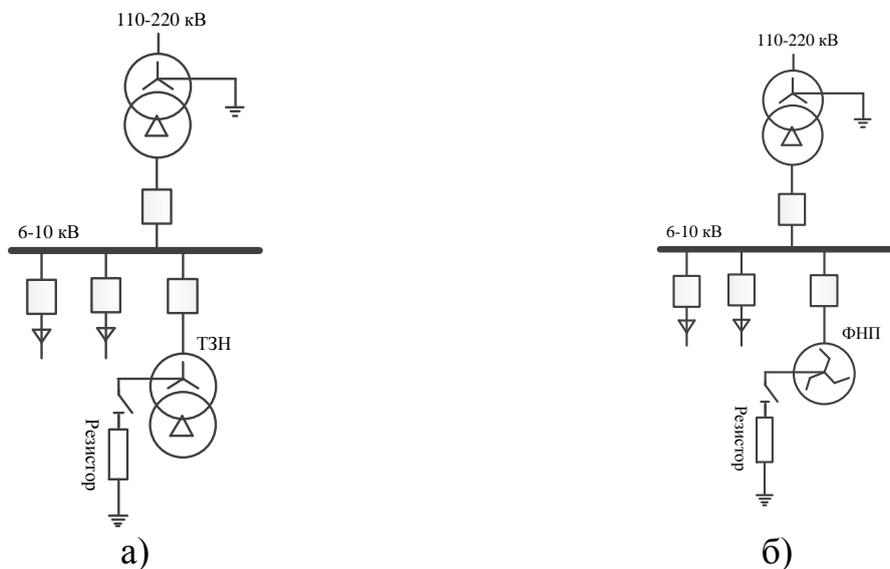


Рисунок 1.3 – Схемы включения резисторов в сети 6-10 кВ:

а) в нейтраль обмотки высокого напряжения ТЗН (ТСН) со схемой соединения обмоток Y_0/Δ ; б) в нейтраль фильтра нулевой последовательности со схемой Z_0

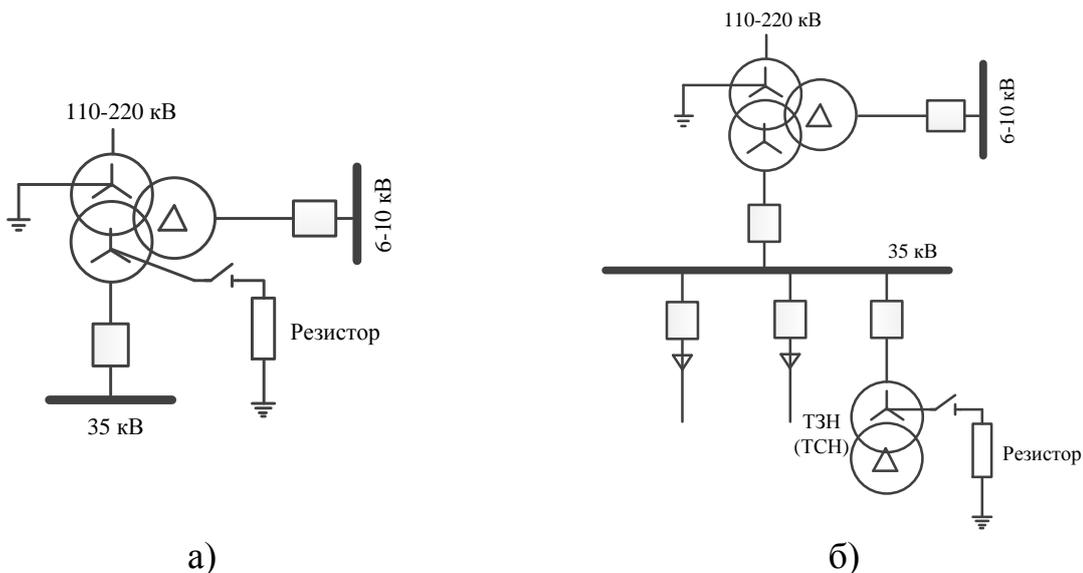


Рисунок 1.4 – Схемы подключения резисторов в сети 35 кВ: а) в нейтрали обмотки СН трехобмоточного питающего трансформатора, б) в нейтрали обмотки 35 кВ трансформатора для заземления нейтрали

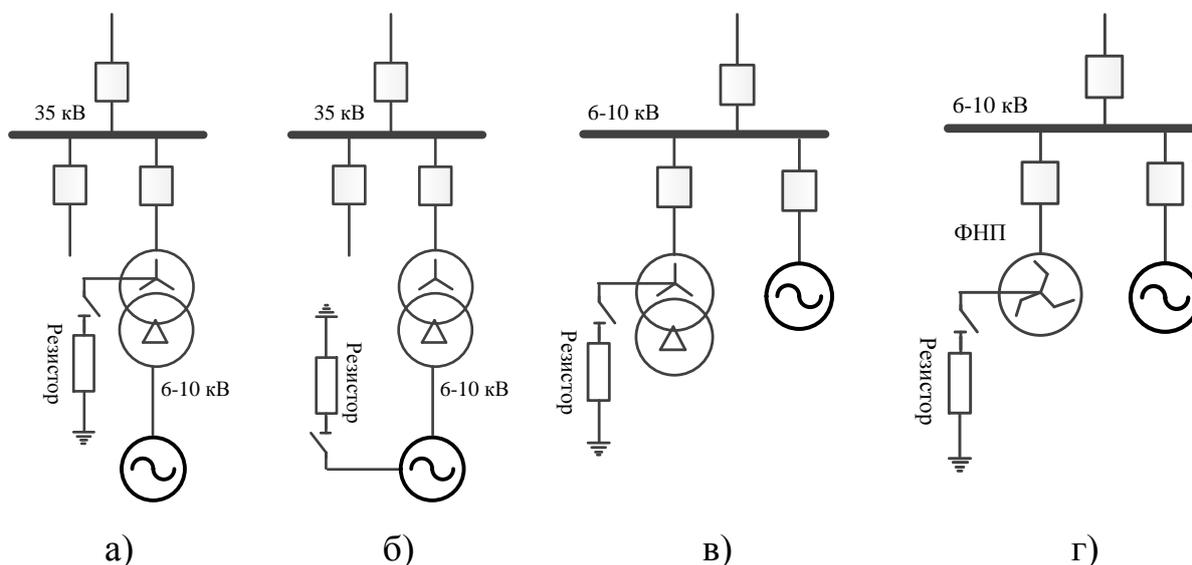


Рисунок 1.5 – Схемы подключения резисторов в сетях 6-35 кВ, связанных с

сетью генераторного напряжения: а) в нейтрали обмотки 35 кВ блочного трансформатора (Г) ТЭС, б) в нейтрали генератора 6-10 кВ (если предусмотрено производителем генератора), в) в нейтрали двухобмоточного трансформатора сети 6-10 кВ генераторного напряжения или собственных нужд, г) в нейтрали ФНП сети 6-10 кВ генераторного напряжения или собственных нужд

13.7 В качестве присоединительного аппарата к сети параллельно включаемых ДГР и резисторов применяются ТЗН с классической схемой соединения обмоток «звезда с выведенным нулем/треугольник» Y_0/Δ (рис. 1.6 а), а также ФНП, рабочая обмотка которых выполнена по схеме «зигзаг» Z_0 (рис. 1.6 б). Вторая схема соединения за счет усиления электромагнитных связей между частями фазных обмоток, расположенных на соседних сердечниках, имеет в два раза меньшее сопротивление нулевой последовательности рабочему току ДГР, чем у ТЗН Y_0/Δ .

13.8 Получение приемлемых результатов влияния сопротивления

трансформатора или ФНП токам нулевой последовательности (ограничение не более 5% максимального тока ДГР) возможно при 20% превышении мощности ТЗН над мощностью ДГР и равенстве мощности ФНП и подключаемого ДГР.

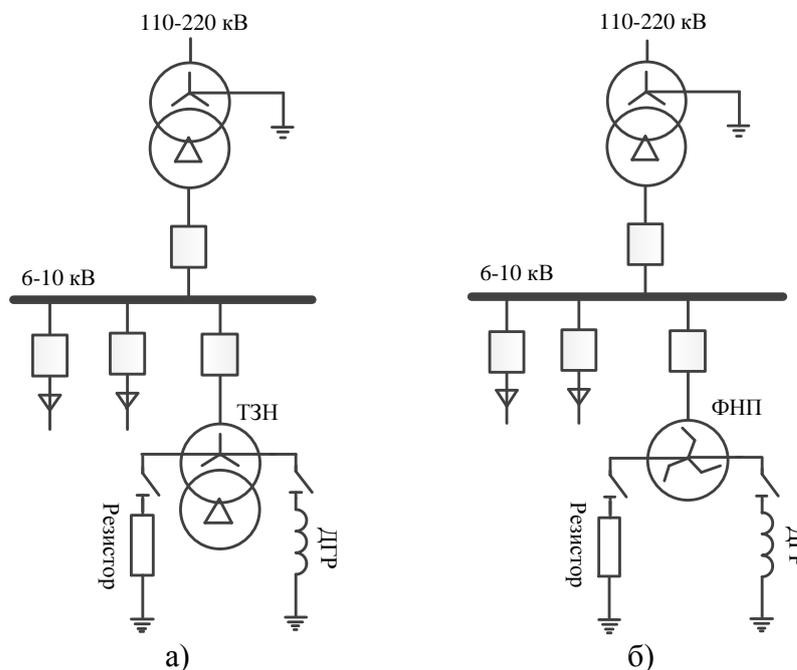


Рисунок 1.6 – Схемы параллельного подключения ДГР и резисторов к сети 6-10 кВ посредством двухобмоточного трансформатора (а) и ФНП (б)

13.9 В сетях 35 кВ установка резисторов параллельно ДГР выполняется, как правило, в нейтраль питающих трехобмоточных трансформаторов 110 – 220 кВ (рис. 1.7 а) и позволяет решить крайне актуальную проблему – ввести напряжение несимметрии и напряжение смещения нейтрали в допустимые пределы согласно требованиям ПТЭЭП при настройке ДГР в режим, близкий к резонансу. Однако для подключения ДГР и силовых резисторов может использоваться и отдельный ТЗН 35/0,4 кВ со схемой Y_0/Δ (рис. 1.7 б).

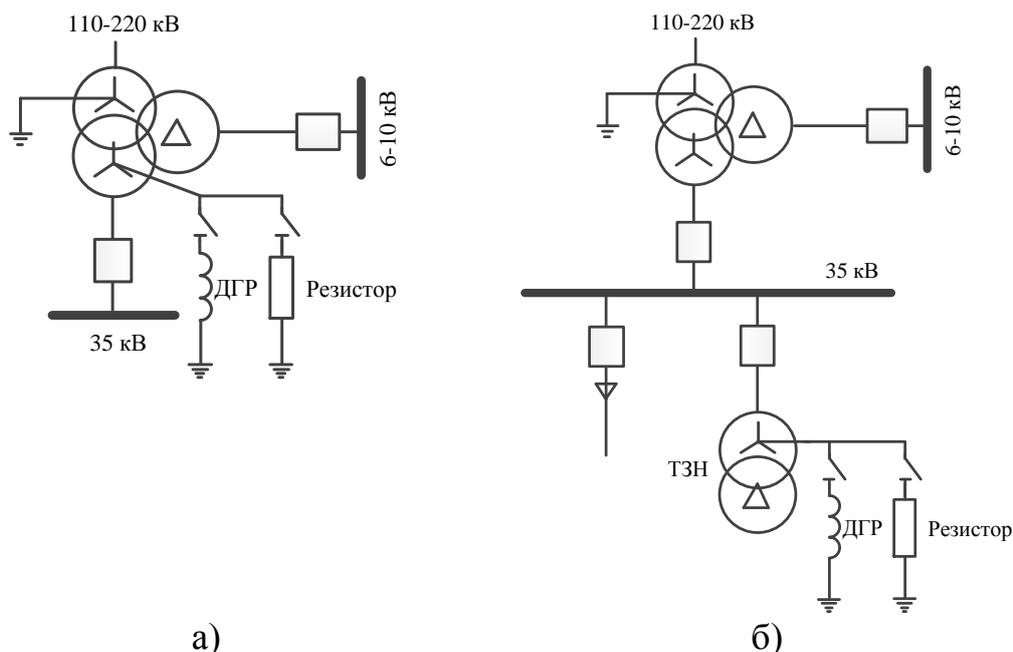


Рисунок 1.7 – Схема параллельного включения ДГР и резисторов в нейтраль 35 кВ питающего трансформатора 110-220 кВ (а) и ТЗН 35/0,4 кВ (б)

13.10 В кабельно-воздушных и, реже, кабельных сетях 35 кВ нефтехимических предприятий с несколькими центрами питания и большими токами замыкания на землю (сотни ампер) проектируются схемы с подключением в нейтраль сети, помимо ДГР и высокоомных резисторов, дополнительного, кратковременно коммутируемого, высоковольтного низкоомного резистора (рис. 1.8).

13.11 В цепи коммутируемого резистора устанавливается однополюсный выключатель 27,5 кВ (требуется шкаф управления выключателем) при непосредственном включении в нейтраль (рис. 1.8а) или же используется ячейка линейного выключателя 35 кВ с силовым выключателем и комплектом РЗиА (рис. 1.8б). В схеме рис.1.8а по сигналу с разомкнутой обмотки «треугольник» шинного ТН-35 кВ резистор включается после возникновения ОЗЗ (с выдержкой времени до 1 с) по истечении 1-2 с отключается. В схеме рис. 1.8б низкоомный резистор в нормальном режиме может быть как подключен, так и отключен; логика его работы сохраняется.

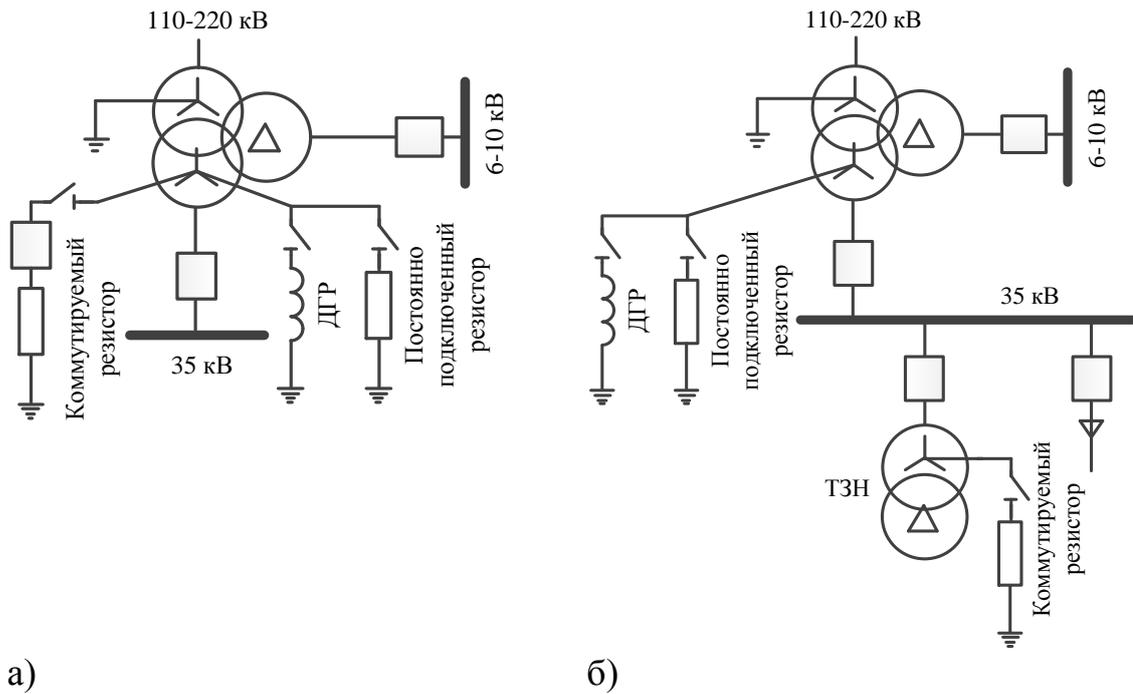
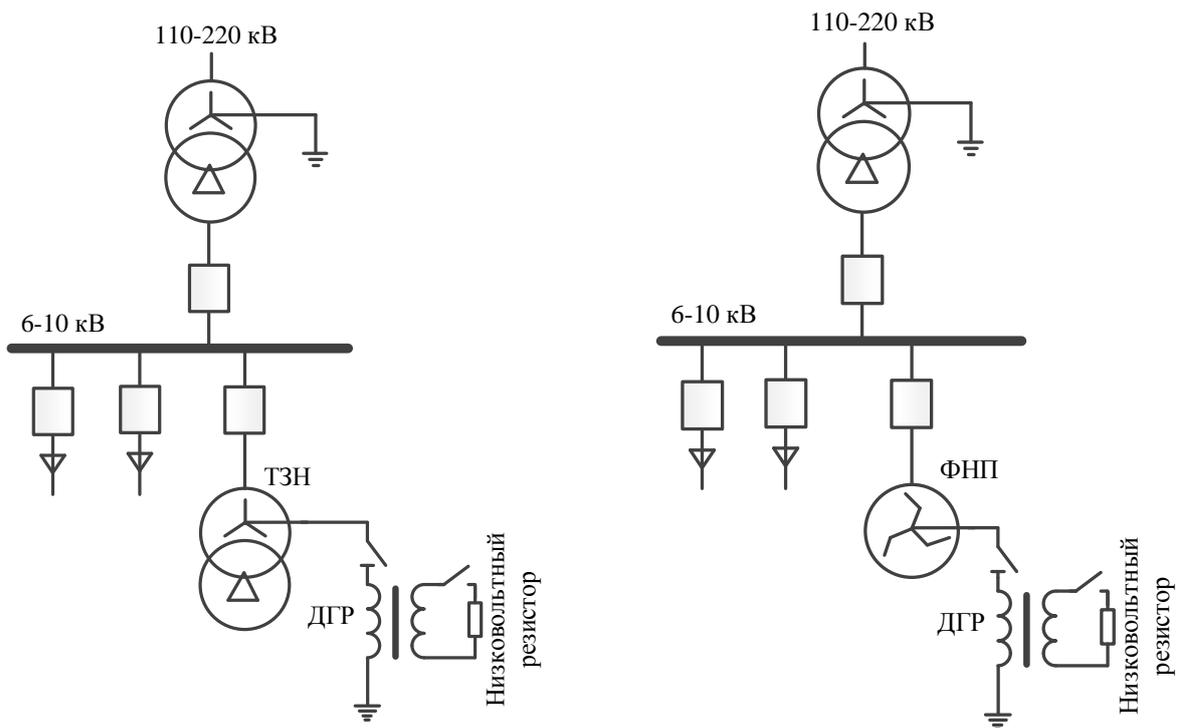


Рисунок 1.8 – Схема комбинированного заземления нейтрали сети 35 кВ с коммутируемым высоковольтным резистором

13.12 Схема комбинированного заземления нейтрали сети может быть реализована путем включения низковольтного резистора во вторичную обмотку ДГР (рисунок 1.9).



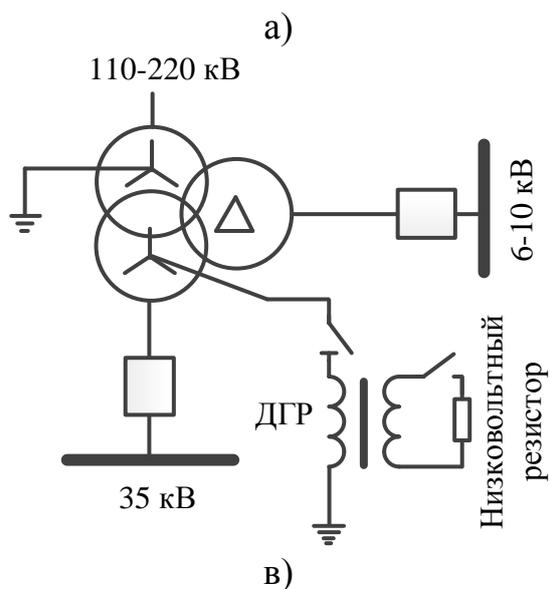


Рисунок 1.9 – Варианты реализации комбинированного заземления нейтрали с включением ДГР с низковольтным резистором во вторичной обмотке: а) сеть 6-10 кВ, посредством двухобмоточного трансформатора со схемой Y_0/Δ ; б) сеть 6-10 кВ, посредством ФНП; в) сеть 35 кВ, нейтраль питающих трехобмоточных трансформаторов

14 Выбор фильтров нулевой последовательности со схемой «зигзаг» в качестве нейтралеобразующих устройств

14.1 При выборе в качестве нейтралеобразующих устройств ФНП необходимо учесть:

- наибольшую предполагаемую длительность сохранения режима ОЗЗ в сети;
- максимальный ток нагрузки ФНП;
- номинальный ток нагрузки ФНП, при допустимости его длительной работы в режиме ОЗЗ.

14.2 Выбор ФНП для создания нейтральной точки при высокоомном резистивном заземлении нейтрали производится по двум условиям:

- по номинальной мощности резистора:

$$S_{\text{ФНП}} \geq \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{3 \cdot R_N}, \quad (16)$$

- по номинальному току резистора:

$$I_{\text{ФНП}} \geq \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot R_N}. \quad (17)$$

14.3 Выбор ФНП для создания нейтральной точки при заземлении нейтрали через дугогасящий реактор производится по двум условиям:

- по номинальной мощности ДГР:

$$S_{\text{ФНП}} \geq S_{\text{ДГР}}, \quad (18)$$

- по номинальному току ДГР:

$$I_{\text{ФНП}} \geq I_{\text{ДГР max}}. \quad (19)$$

14.4 Выбор ФНП для создания нейтральной точки при комбинированном заземлении нейтрали сетей 6, 10 кВ производится так же, как и при подключении ДГР (п.13.3). Это связано с тем, что мощность высокоомного резистора, как правило, не превышает 10% от мощности ДГР. Для сети 35 кВ выбор производится по следующим условиям:

- по номинальной мощности подключаемых устройств:

$$S_{\text{ФНП}} \geq \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{3 \cdot R_N} + S_{\text{ДГР}}, \quad (20)$$

- по номинальному току подключаемых устройств:

$$I_{\text{ФНП}} \geq \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot R_N} + I_{\text{ДГР max}}. \quad (21)$$

14.5 Расчет тока $I_{\text{РАСЧ-ФНП}}$ и мощности $S_{\text{РАСЧ-ФНП}}$ ФНП для подключения низкоомного резистора производится следующим образом:

$$\left(\frac{I_R}{3}\right)^2 \cdot R_{\text{ОБМ}} t_{\text{ОЗЗ}} = I_{\text{ПЕР}}^2 \cdot R_{\text{ОБМ}} \cdot t_{\text{ПЕР}}, \quad (22)$$

где $R_{\text{ОБМ}}$ – активное сопротивление высоковольтной обмотки ФНП,

$t_{\text{ПЕР}} = 1,5$ мин = 90 с – расчетная длительность перегрузки;

$K_{\text{ПЕР}} = 3$ – расчетный коэффициент перегрузки;

$t_{\text{ОЗЗ}} = 10\text{--}150$ с – наибольшая допустимая длительность ОЗЗ, соответствующая времени термической стойкости резистора.

Ток $I_{\text{РАСЧ-ФНП}}$ и мощность $S_{\text{РАСЧ-ФНП}}$ фильтра определяются по формулам:

$$I_{\text{РАСЧ-ФНП}} = \frac{1}{K_{\text{ПЕР}}} \sqrt{\frac{\left(\frac{I_R}{3}\right) \cdot t_{\text{ОЗЗ}}}{t_{\text{ПЕР}}}}. \quad (23)$$

$$S_{\text{РАСЧ-ФНП}} = \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{РАСЧ-ФНП}}. \quad (24)$$

14.6 ФНП обладает активным и индуктивным сопротивлениями по нулевой последовательности, поэтому активный ток в КНП будет меньше номинального тока резистора I_R . Этот эффект заметно выражен при $I_R \geq 40\div 50$ А (низкоомные резисторы), и практически не наблюдается при $I_R \leq 10\div 12$ А, протекающих через резисторы больших номиналов (свыше 300–500 Ом). При выборе уставок токовых защит от замыканий на землю необходимо выполнить расчет тока ОЗЗ с учетом параметров выбранных ФНП и низкоомного резистора.

14.7 Фактический ток от резистора в КНП, с учетом снижения его номинального тока за счет сопротивления ФНП, определяется выражением:

$$I^{(1)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{N0}}, \quad (25)$$

где Z_{N0} – полное сопротивление в контуре нулевой последовательности, в который входит резистор.

$$Z_{N0} = \sqrt{(R_{T0} + 3R_N)^2 + (X_{T0})^2}, \quad (26)$$

где X_{T0} и R_{T0} – активное и индуктивное сопротивления ФНП.

14.8 Активное и индуктивное сопротивления ФНП по нулевой последовательности определяются по следующим формулам:

$$X_{T0} = X_{T1} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ-ФНП}}, \quad (27)$$

$$R_{T0} = R_{T1} = \Delta P_k \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ-ФНП}^2}, \quad (28)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания нейтралеобразующего устройства;

$U_{НОМ}$ и $S_{НОМ-ФНП}$ – номинальное напряжение и мощность ФНП, определяемая исходя из его длительной работы в режиме ОЗЗ;

ΔP_k – потери короткого замыкания.

14.9 Расчет фактического тока в КНП при ОЗЗ в случае установки низкоомного резистора в нейтральную точку ФНП выполняется согласно (25) с учетом выражений (26)–(28).

15 Выбор силовых трансформаторов в качестве нейтралеобразующих устройств

15.1 При установке ТЗН со схемой соединения обмоток Y_0/Δ -11 его мощность выбирается по условию:

$$S_{ТЗН} \geq \frac{U_{НОМ}^2}{3 \cdot k_{пер} \cdot R_N}, \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (29)$$

где $k_{пер}=1,4 \div 2,0$ – расчетный коэффициент перегрузки трансформатора.

15.2 При включении резистора в нейтраль трансформатора со схемой соединения обмоток Y_0/Δ -11 проверяется термическая стойкость

трансформатора в режиме ОЗЗ по условию:

$$I_{\text{ДОП}} = \sqrt{(1,1 \cdot I_{\text{НОМ}})^2 - \left(\frac{I_R}{3}\right)^2}, \quad (30)$$

где I_R – ток через резистор в режиме ОЗЗ, А;

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \text{ – номинальный ток ТЗН, А.}$$

15.3 Мощность ТЗН со схемой соединения обмоток Y_0/Δ -11 для параллельного включения ДГР и высокоомного резистора в нейтраль сети при необходимости компенсации емкостного тока ОЗЗ выбирается по условию:

$$S_{\text{ТЗН}} \geq k_{\text{ЗАП}} \cdot Q_{\text{ДГР}}, \text{ кВА} \quad (31)$$

где $k_{\text{ЗАП}} = 1,1 \div 1,25$ – расчетный коэффициент запаса по мощности, конкретное значение которого определяется по согласованию с производителем ДГР.

15.4 Нейтралеобразующее устройство, предназначенного для подключения высокоомного резистора и ДГР, должно быть проверено по величине полного тока, протекающего через нейтраль в режиме ОЗЗ:

$$I_{\text{РАСЧ-Т}} = \sqrt{I_R^2 + I_{\text{max ДГР}}^2} = \sqrt{\left(\frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot R_N}\right)^2 + (nI_C)^2} \leq I_{\text{НОМ-Т}} = \frac{\sqrt{3}S_{\text{НОМ-Т}}}{U_{\text{НОМ}}} \quad (32)$$

где $I_{\text{РАСЧ-Т}}$ – значение расчетного тока выбираемого нейтралеобразующего устройства;

$I_{\text{max ДГР}} = nI_C$ – ток ДГР, равный емкостному току ОЗЗ секции шин при учете развития сети, n – коэффициент, учитывающий развитие сети ($n = 1,25$);

I_C – емкостный ток системы шин, к которой подключается нейтралеобразующее устройство;

$I_{\text{НОМ-Т}}$ – номинальный ток выбираемого нейтралеобразующего устройства.

Для сети без компенсации емкостного тока ОЗЗ выбор типа и мощности нейтралеобразующего устройства осуществляется без учета индуктивной составляющей (тока ДГР).

15.5 Если мощности ФНП, методика выбора которого представлена в разделе 13, недостаточно, можно использовать силовой трансформатор со

схемой Y_0/Δ -11. Если к обмотке НН этого трансформатора не предполагается подключение нагрузки, его мощность определяется при учете, что по фазам обмотки ВН трансформатора в режиме ОЗЗ протекают одинаковые по величине токи, равные одной третьей тока через нейтраль. Мощность трансформатора из условия его длительной работы при ОЗЗ определяется из следующего выражения:

$$S_{РАСЧ-Т} = \frac{U_{НОМ} \cdot I_{РАСЧ-Т}}{\sqrt{3}} = \sqrt{P_R^2 + Q_{ДГР}^2} \leq S_{НОМ-Т} \quad (33)$$

15.6 Если время ОЗЗ ограничено, мощность ТЗН может быть принята меньшей с учетом его перегрузки. Выбор мощности в этом случае будет зависеть от перегрузочной способности конкретного типа трансформатора. Если силовой трансформатор будет нагружаться со стороны НН, его номинальная мощность должна быть увеличена.

15.7 При заказе силового трансформатора, используемого в качестве нейтралеобразующего устройства, необходимо указать, что он должен быть выполнен с выведенной нейтралью обмотки ВН.

16 Выбор силовых трансформаторов в качестве нейтралеобразующих устройств для подключения низкоомных резисторов

16.1 Для подключения низкоомных резисторов могут быть использованы как масляные, так и сухие трансформаторы со схемой соединения обмоток Y_0/Δ -11. Протекание активного тока большой величины от низкоомного резистора приводит к перегрузке ТЗН в 2 раза и более относительно его рабочего тока по высокой стороне, что допустимо при правильном выборе трансформатора с учетом его штатной эксплуатации в режиме холостого хода.

16.2 При установке низкоомных резисторов на ОРУ предпочтительным вариантом является использование масляных ТЗН, размещаемых в непосредственной близости от резисторов с соблюдением допустимых по ПУЭ расстояний.

16.3 При установке низкоомных резисторов в закрытых помещениях предпочтительным вариантом является использование сухих пожаробезопасных ТЗН, размещаемых как вместе с резисторами (в одном помещении), так и в разных помещениях с соблюдением допустимых по ПУЭ расстояний.

16.4 При установке ТЗН со схемой соединения обмоток Y_0/Δ -11 для включения в его нейтраль низкоомного резистора мощность трансформатора определяется как:

$$S = \frac{u_k \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot Z_T}, \quad (34)$$

где u_k – напряжение КЗ трансформатора;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети;

Z_T – сопротивление КЗ трансформатора.

16.5 Сопротивление КЗ трансформатора Z_T определяется как:

$$Z_T = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{k \max}}, \quad (35)$$

где $I_{k \max}$ – наибольший установившийся ток КЗ в двухобмоточном трансформаторе, А.

16.6 С учетом допустимой продолжительности протекания тока $t_{пред}$ установившийся ток КЗ определяется как:

$$I_{k \max} = \sqrt{\frac{t_{пред}}{t_{k \max}} I^2}, \quad (36)$$

где $t_{пред} = 10$ с – принимается равным номинальному времени работы резистора в режиме ОЗЗ;

$t_{k \max} = 4$ с – допустимая продолжительность КЗ при протекании наибольшего установившегося тока КЗ;

I – ток, протекающий через обмотки трансформатора, менее наибольшего установившегося тока КЗ и равный трети номинального тока резистора I_R .

16.7 Силовой трансформатор, в нейтраль которого подключается низкоомный резистор, обладает активным и индуктивным сопротивлениями по

нулевой последовательности, поэтому активный ток от резистора в режиме ОЗЗ будет меньше номинального тока резистора I_R .

16.8 Ограничение тока резистора за счет сопротивления трансформатора, в нейтраль которого он подключен, не должно превышать 5%. В этом случае коэффициент перегрузки ТЗН не превысит $k_{пер} = 3$, а его температура будет существенно меньше допустимой по условию нагревостойкости обмоток.

16.9 При выборе уставок токовых защит от замыканий на землю необходимо выполнить расчет тока ОЗЗ с учетом параметров выбранного силового трансформатора и резистора, т.е. с учетом ограничения активного тока сопротивлением ТЗН.

16.10 При заказе силового трансформатора, используемого в качестве нейтралеобразующего устройства, необходимо указать, что он должен быть выполнен с выведенной нейтралью обмотки ВН. Сухой ТЗН должен иметь класс нагревостойкости изоляции «F».

16.11 Расчет и выбор параметров трансформатора и резистора, включаемого в его нейтраль в конкретной схеме сети, должен быть выполнен с учетом допустимой (согласованной с производителем) перегрузки ТЗН и обоснован в проекте.

16.12 Параметры сухих силовых трансформаторов, которые серийно выпускаются со схемой $Y_0/\Delta-11$ и могут использоваться для подключения резисторов, приведены в Приложении Б.

17 Технические требования к устройствам заземления нейтрали (дугогасящим реакторам, силовым резисторам, нейтралеобразующим устройствам, автоматике управления реакторами)

17.1 Технические требования к устройствам заземления нейтрали, при правильном выборе соответствующего оборудования (нейтралеобразующих устройств, резисторов, дугогасящих реакторов и автоматики управления реакторами) и корректной настройке защит от ОЗЗ, позволяют:

- выбирать и применять оптимальное по своим техническим характеристикам специализированное оборудование, удовлетворяющее положениям технической политики ПАО «ЛУКОЙЛ»;

- организовывать максимально эффективную систему защиты от внутренних перенапряжений в сетях 6-35 кВ при всех видах замыканий на землю;

- выполнить требования ПУЭ и ПТЭЭП по компенсации емкостного тока и обеспечить высокую точность настройки ДГР в нормальных режимах эксплуатации, предшествующих ОЗЗ;

- обеспечить селективное выявление фидера с ОЗЗ и кардинально снизить длительность неполнофазного режима.

17.2 В качестве устройств компенсации емкостного тока необходимо применять плавнорегулируемые дугогасящие реакторы, преимущественно плунжерного типа.

17.3 Дугогасящие реакторы с плавным регулированием индуктивности должны отвечать следующим требованиям:

- конструкция ДГР и его механические характеристики должны обеспечивать возможность автоматической настройки с точностью не хуже 1%, настройка в резонанс должна быть выполнена до возникновения замыкания на землю;

- допустимое время работы реактора в режиме замыкания на землю при наибольших предельных токах должно составлять не менее 6 часов;
- индуктивность реактора должна оставаться стабильной в течение всего времени существования замыкания на землю при неизменном емкостном токе сети;
- конструкция реактора должна гарантировать возможность его ручного регулирования при отказе или выводе из работы автоматики управления;
- регулировочная характеристика реактора должна быть линейной;
- ВАХ реактора должна быть линейной, отклонение не более 2%;
- суммарное содержание высших гармонических составляющих в токе реактора (гармонический ток искажения) не должно превышать 2%;
- глубина регулирования (отношение максимального индуктивного тока к минимальному) должна составлять не менее 3; желательным является значение глубины регулирования 8–10;
- возможность дистанционного управления без отключения от сети.

17.4 Работоспособность резистора для заземления нейтрали в переходных режимах работы установки (нормальный и аварийный режим эксплуатации), независимо от его исполнения, а также эффективность защиты от перенапряжений при замыканиях на землю обеспечивается правильным выбором типа и номинала резистора и должна быть подтверждена расчетами.

17.5 Резисторы для заземления нейтрали должны соответствовать следующим требованиям:

- резистивный материал должен иметь отрицательный температурный коэффициент сопротивления;
- температура нагрева резистора не должна превышать 200°C;
- резистор должен иметь степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254-96 не ниже IP43;
- резистор должен обладать минимальной индуктивностью;

- время работы высокоомного (неотключаемого) резистора в режиме замыкания на землю не ограничивается;
- время работы высоковольтных отключаемых (низкоомных) резисторов в режиме замыкания на землю должно составлять не менее 10 с;
- время работы в режиме замыкания на землю для отключаемых (низкоомных) резисторов, рассчитанных на номинальное напряжение сети, то есть подключаемых к нейтрали через коммутационный аппарат, должно составлять не менее 10 с;
- время работы в режиме замыкания на землю для шунтирующих (низкоомных) резисторов, рассчитанных на напряжение ниже чем номинальное напряжение сети, то есть подключаемых к нейтрали через вторичные обмотки трансформаторов и реакторов, должно составлять не менее 10 с.

17.6 В качестве нейтралеобразующих устройств могут использоваться силовые трансформаторы со схемой соединения обмоток $Y/Y_0/\Delta$, Y_0/Δ , Z_0/Δ и фильтры нулевой последовательности Z_0 (без вторичной обмотки). Техническим и экономически оправданным для задачи искусственного создания нейтрали является использование фильтров нулевой последовательности без вторичных обмоток, со схемой соединения «зигзаг» по первичной стороне. Допускается применение ТЗН и ФНП с обмотками, выполненными из меди или алюминия, как с масляной, так и сухой изоляцией соответствующего класса нагревостойкости.

17.7 Нейтралеобразующие устройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- первичные обмотки ТЗН должны быть соединены в «звезду» либо «зигзаг» с выведенной нейтралью;
- вновь устанавливаемые ТЗН могут быть выполнены как со вторичными обмотками, так и без них;

- вторичные обмотки ТЗН (при их наличии) должны быть соединены в замкнутый треугольник, что обеспечивает малое сопротивление трансформатора токам нулевой последовательности сети;

- ТЗН и ФНП должны быть предназначены для эксплуатации в длительном режиме (время не ограничено) при номинальных значениях тока и напряжения;

- допускается повышение номинальных токов ФНП на 25–35% при воздействии наибольшего рабочего напряжения и ограничении времени работы до 2–6 часов согласно документации завода-изготовителя.

17.8 Проектирование, монтаж, наладка и эксплуатация автоматических регуляторов для управления ДГР должны осуществляться с обеспечением требований по электромагнитной совместимости вторичных цепей на ПС согласно отраслевым нормативным требованиям. Допускается присоединение заземляющих проводников автоматических регуляторов ДГР (шкафов, терминалов и пр.) к специальным автономным контурам инструментального (функционального) заземления по ГОСТ Р 50571.5.54-2013, а не к общему ЗУ на ПС.

17.9 Автоматические регуляторы для управления ДГР должны быть микропроцессорными и удовлетворять следующим требованиям:

- высокая точность поддержания резонансной настройки реактора ($\pm 1 \div 5\%$) при любых изменениях конфигурации сети без устройств постоянного искусственного смещения нейтрали;

- возможность согласованного управления несколькими реакторами, в том числе комбинацией ступенчатых и плавнорегулируемых, на разных секциях шин при включении и отключении межсекционных выключателей;

- правильное функционирование в различных режимах эксплуатации: нормальном, неполнофазном, при металлических и дуговых ОЗЗ, в том числе через высокое переходное сопротивление;

- устойчивая работа и автоматическая перенастройка в сетях с высокими значениями напряжения естественной несимметрии, изменяющейся фазой и амплитудой этого напряжения, в сетях с низкой добротностью (менее 10);
- наличие функции селективного ОПФ, устойчиво работающего независимо от вида ОЗЗ и параметров КНП. Возможность управления активным током для организации селективного действия ненаправленных релейных защит от ОЗЗ;
- передача текущих и накопленных данных в систему телемеханики;
- ведение журнала событий и аварийный осциллограф: возможность регистрировать набор параметров ОЗЗ: фазные напряжения, ток реактора, напряжение $3U_0$; дату и время возникновения и завершения замыкания;
- согласованная работа нескольких устройств при изменении конфигурации сети.

18 Принципы организации релейных защит от замыканий на землю в сетях с применением силовых резисторов

18.1 Для построения надежной системы защиты от ОЗЗ и обеспечения селективного выделения поврежденного элемента релейная защита от замыканий на землю в сети организуется на всех присоединениях секций 6-35 кВ питающей ПС с резисторами, а также РП. Устанавливается ненаправленная максимальная токовая защита НП с действием на отключение присоединений при низкоомном резистивном заземлении нейтрали и с действием на отключение или сигнал при высокоомном резистивном заземлении нейтрали, нейтралях с ДГР, оснащённых низковольтным резистором, включённым во вторичную силовую обмотку реактора. При недостаточной чувствительности ненаправленной МТЗ нулевой последовательности необходимо использовать более сложные виды защит.

18.2 Селективность по току защит НП присоединений определяется тем, что активная составляющая тока ОЗЗ от резистора в нейтрали протекает только

через повреждённое присоединение. Через остальные присоединения протекают только собственные ёмкостные токи нулевой последовательности, от которых защита должна быть надёжно отстроена. При наличии промежуточной подстанции между центром питания и тупиковой подстанции селективность обеспечивается выдержками времени.

18.3 Для обеспечения чувствительности и селективности простых токовых защит должно выполняться условие: отношение минимального суммарного тока замыкания на землю к собственному ёмкостному току защищаемого присоединения, в соответствии с выражением (7) должно быть не менее трех.

18.4 ОЗЗ в кабелях с СПЭ-изоляцией при больших емкостных токах сети (более 40–50 А) и/или при применении низкоомного резистивного заземления нейтрали приводит, как правило, к устойчивому горению дуги. Дуговое ОЗЗ в кабеле с БПИ приводит к разложению масла и активному газовыделению, что в 80–85% случаев приводит к самоустранению замыкания. При разных значениях тока ОЗЗ и различных фазах развития процесса длительность горения дуги и продолжительность бестоковых пауз могут варьироваться. В связи с этим переход в кабельных сетях от мгновенно действующих защит от ОЗЗ к защитами, имеющим выдержку времени, может привести к отказам в тех случаях, когда длительность горения дуги становится меньше выдержки времени защиты.

18.5 При наличии существенных бестоковых пауз, характерных для перемежающейся или прерывистой дуги, защиты от ОЗЗ на ВЛ или смешанных линиях, имеющие стандартную схему обеспечения выдержки времени, также могут отказать. Для бесперебойного функционирования защиты в рассматриваемом случае необходимо обеспечить «запоминание» на некоторое время факта запуска защиты. Если в течение установленного времени запоминания ток НП появится вновь, защита должна срабатывать.

18.6 При низкоомном резистивном заземлении ($I_R = 40\text{--}1000\text{ А}$) хорошей селективности можно добиться, используя простые токовые защиты НП (код ANSI 51N) или направленные защиты от ОЗЗ (код ANSI 67/67N). Это условие не

отменяет возможности использования защит, работающих на иных принципах ОПФ:

- защиты, реагирующие на высшие гармоники в токе НП;
- защиты, основанные на использовании переходных составляющих токов и напряжений НП;
- защиты на наложенном токе.

18.7 При низкоомном резистивном заземлении релейная защита от ОЗЗ должна устанавливаться на всех присоединениях 6-35 кВ с обязательным действием на отключение этих присоединений. Активный ток резистора с большим запасом обеспечивает требуемые значения коэффициента чувствительности при замыканиях на защищаемом присоединении.

18.8 Принципы организации и рекомендации по конкретным типам релейной защиты от ОЗЗ при включении в нейтраль низкоомного резистора представлены в Приложении Д.1.

18.9 При отказе защит по отключению повреждённого присоединения должно быть выполнено резервное действие защит от ОЗЗ по отключению присоединения с низкоомным резистором и, при необходимости – секции (ввода), к которой присоединено повреждённое присоединение, с целью защиты низкоомного резистора от термического повреждения и предотвращению работы сети в режиме ОЗЗ с большим током повреждения. При этом должен быть выполнен запрет АВР.

18.10 При ОЗЗ непосредственно на секции шин, к которой подключен низкоомный резистор, защита должна отключать секцию (ввод) с запретом АПВ и АВР.

18.11 В качестве датчиков тока НП следует использовать неразъемные ТТНП российского (тип ТЗЛ, ТЗЛЭ, ТЗЛМ, ТЗЛК и др.) или зарубежного производства. Если установка неразъемных ТТНП физически невозможна, допускается применять нестандартные трансформаторы тока нулевой последовательности с вторичными обмотками в обеих разъемных частях, либо, в

исключительных случаях, стандартные разъемные ТТНП типа ТЗРЛ.

18.12 При отсутствии ТТНП на присоединениях 6-35 кВ и наличии терминалов РЗ с функцией вычисленного значения $3I_0$, подключённых к группе из трех трансформаторов тока, для организации защиты от ОЗЗ использовать вычисленное значение $3I_0$. Указанное применение необходимо согласовать с производителем устройств РЗиА.

18.13 Выбор ТТНП для сети с низкоомным резистивным заземлением нейтрали должен быть подтвержден проверкой на ненасыщение ТТНП при номинальных токах резистора (например, заводскими протоколами испытаний), с учетом повышения активного тока в нейтрали при объединении секций с резисторами. Экспериментально подтверждено ненасыщение ТТНП типа ТЗРЛ-125 с коэффициентом 30/1 при первичных токах до 600 А и ТЗРЛ-125 с коэффициентом 470/1 – при первичных токах до 1000 А.

18.14 Если КЛ состоит из нескольких параллельных кабелей, то ТТНП устанавливаются на каждом кабеле, а их вторичные обмотки соединяются параллельно.

18.15 При высокоомном ($I_R = 2-14$ А) заземлении нейтрали следует предусмотреть комплектацию релейных отсеков ячеек 6-35 кВ направленными токовыми защитами НП, а также защитами, совмещающими функции ОПФ на основе нескольких принципов.

18.16 Принципы организации и рекомендации по конкретным типам релейной защиты от ОЗЗ при включении в нейтраль высокоомного резистора, в том числе параллельно ДГР при комбинированном заземлении нейтрали, представлены в приложениях Д.2, Д.3, Д.4.

18.17 Согласование защит разных подстанций и РП прилегающей сети необходимо производить путем установки разных выдержек времени срабатывания, если это допустимо по условиям электробезопасности, с шагом селективности 0,3–0,5 секунды (в зависимости от рекомендаций производителя защит), при этом максимальная выдержка времени должна быть у защит от ОЗЗ

питающей ПС.

18.18 Пуск ненаправленных защит от замыканий на землю рекомендуется осуществлять при превышении тока $3I_0$ и напряжения $3U_0$ нулевой последовательности. Уставка по напряжению $3U_0$ должна составлять не менее 10 В (рекомендуемое значение – 30 В). При наличии ДГР в сети уставка по напряжению $3U_0$ должна составлять не менее 15 В. Для направленных защит уставка по $3U_0 = 5,0–7,5$ В. Уставка по току $3I_0$ определяется в соответствии с Приложением Е.1. В случае отсутствия измеренного значения $3U_0$ пуск защиты ОЗЗ выполнить по вычисленному значению при наличии подведённых фазных напряжений от ТН.

18.19 Применение АПВ на кабельных линиях 6-35 кВ после отключения ОЗЗ следует исключить по причине возможного перехода ОЗЗ в междуфазные короткие замыкания. На кабельно-воздушных линиях 35 кВ допускается однократное АПВ. Выбор варианта АПВ (однократное, двукратное, отказ от АПВ) на кабельно-воздушных линиях 6–20 кВ осуществляется для конкретной сети по результатам анализа количества успешных и неуспешных АПВ в текущих условиях эксплуатации сети.

18.20 Тип устанавливаемой на отходящем присоединении защиты выбирается в зависимости от ряда факторов, в числе которых режим заземления нейтрали, схема сети, соотношение токов, требования к РЗиА. При выборе варианта реализации системы защиты от ОЗЗ в сети 6-35 кВ конкретной ПС рекомендуется учитывать особенности следующих основных типов защит от ОЗЗ:

а) неселективная защита (сигнализация) от ОЗЗ по напряжению НП $3U_0$ действует на отключение только в том случае, если имеется одно присоединение, и используется для организации сигнализации замыкания на землю в сети или как пусковой орган токовых защит от ОЗЗ при наличии двух и более присоединений;

б) ненаправленные токовые защиты НП (код ANSI 50/51N) используются, как правило, при токах ОЗЗ от 15–20 А, в том числе в случае низкоомного резистивного заземления нейтрали, а также в сетях с большим числом присоединений. Только в таких случаях чувствительность токовых защит оказывается достаточной. Различают разновидности таких защит:

- ненаправленная токовая защита НП с независимой времятоковой характеристикой, реагирующая на составляющую тока НП промышленной частоты;

- ненаправленная токовая защита НП с обратозависимой времятоковой характеристикой, реагирующая на составляющую тока НП промышленной частоты; защита аналогична предыдущему типу защиты, но имеет более высокую селективность срабатывания;

- ненаправленная токовая защита НП, основанная на «относительном замере», непригодна к использованию при наличии в сети ДГР или при малом количестве присоединений к сборным шинам;

- направленная токовая защита НП (код ANSI 67N) используется при недостаточной чувствительности простых токовых защит НП в сетях с высокоомным резистивным заземлением нейтрали и с малыми значениями естественных емкостных токов (десятые доли и единицы ампер), а также при низкоомном резистивном заземлении нейтрали и больших значениях собственных емкостных токов присоединений;

- защиты от ОЗЗ на высших гармониках для сетей 6–35 кВ с малыми емкостными токами (до 10–15 А) в общем случае не рекомендуются; их применение требует специального обоснования на основе исследования гармонического состава тока замыкания на землю в конкретной сети. Загрубление уставок защит на высших гармониках для их настройки в ходе эксплуатации может приводить к отказам в срабатывании при ОЗЗ на защищаемом присоединении и технически неоправданно;

– защиты, основанные на использовании переходных составляющих токов и напряжений НП, целесообразно применять исключительно в комплексе с токовыми направленными защитами: сигнал на отключение поступает только при одновременном срабатывании обоих типов защит.

18.21 На практике защита от ОЗЗ, как правило, организуется на базе индивидуального терминала защиты отходящего присоединения, в котором предусмотрена соответствующая функция и вход для подключения ТТНП и напряжения нулевой последовательности ТН.

18.22 Для обеспечения корректной работы релейных защит от ОЗЗ на линиях с реклоузерами, при выборе высокоомного резистора в таких сетях следует убедиться, что ток от резистора превышает суммарный емкостный ток сети не более чем на 10%.

18.23 При низкоомном резистивном заземлении нейтрали с активной составляющей тока ОЗЗ $40 \div 1000$ А при использовании кабельных ТТНП для обеспечения селективности достаточно ненаправленной токовой защиты НП с независимой время-токовой характеристикой. Ненаправленные токовые защиты НП с обратно-зависимой время-токовой характеристикой рекомендуется использовать при необходимости снижения времени отключения, в частности, вводного выключателя секции сборных шин. Это связано с тем, что указанное время может в некоторых случаях превышать $2 \div 3$ с из-за «накапливания» ступеней селективности по мере приближения к источнику питания.

18.24 При высокоомном резистивном заземлении с активной составляющей тока ОЗЗ $2 \div 14$ А целесообразно использовать направленные токовые защиты, позволяющие фиксировать первичный ток ОЗЗ от $0,5 \div 0,7$ А и более. В большинстве случаев этого тока, с учетом фиксации направления мощности НП, достаточно для определения устойчивого ОЗЗ даже через большие переходные сопротивления в месте замыкания.

18.25 Защиты на присоединениях, питающих РП, рекомендуется выполнять направленными. Это позволяет увеличить чувствительность защит

при изменении соотношений активного тока от резистора и емкостного тока сети за счет повышения последнего.

18.26 Для защиты смешанных линий и ВЛ 6-35 кВ от ОЗЗ с высоким переходным сопротивлением при обрыве провода целесообразно использовать комбинации защит, работающие на разных принципах: направленная токовая защита НП в пределах своей чувствительности реагирует на ОЗЗ, токовая защита обратной последовательности отключает ВЛ при обрыве провода. Недостаточная чувствительность токовой защиты обратной последовательности может иметь место при малых токах нагрузки в нормальном режиме, при этом в качестве входного сигнала защиты можно использовать отношение токов обратной последовательности и прямой последовательности $I_2/I_1 \approx \text{const}$ в нормальном режиме.

18.27 Для электроснабжения ряда ответственных потребителей (котельные, насосные станции, заводские цеха непрерывного цикла и пр.) часто применяется схема питания от двух параллельных КЛ, включаемых на одну секцию на питающей подстанции или на одну секцию РП. Выключатели обеих КЛ при этом нормально включены. В случае ОЗЗ на одной из КЛ полный ток ОЗЗ распределяется между поврежденной и неповрежденной кабельными линиями обратно пропорционально их сопротивлениям до точки повреждения, что усложняет организацию селективных защит ОЗЗ на таких присоединениях. При этом со стороны потребителя необходимо применение направленных защит при любых соотношениях между током от резистора в нейтрали и емкостным током ОЗЗ сети.

18.28 Со стороны питающей ПС рекомендуется применение направленных защит НП. В ряде случаев, при небольших емкостных токах сети (до 10–20 А) можно ограничиться применением ненаправленных защит НП, в частности, на тупиковых присоединениях (ТП). Со стороны питающей ПС также выполняется резервная защита от ОЗЗ, реагирующая на сумму токов трансформаторов тока двух параллельных линий. Дополнительно для защиты двух параллельных линий

может быть использована поперечная дифференциальная токовая защита.

18.29 Каждая из секций ПС, питающих секции РП, обеспечивает защиты шин подстанции от замыканий на землю, а также всех присоединений, на которых не установлена защита от замыканий на землю. Для головной секции питающей ПС резервирование обеспечивается неселективной защитой по максимальному напряжению НП, выдержка времени которой устанавливается на ступень селективности больше, по отношению к защитами от ОЗЗ секций нижнего уровня (секций РП).

18.30 Расчет токов для выбора уставок защит от ОЗЗ производится для металлических замыканий. Выбор типов и уставок защит от ОЗЗ осуществляется в соответствии с рекомендациями изготовителя и разработчика устройства защиты и с Методиками, приведенными в Приложении Е.

18.31 Коэффициент чувствительности определяется для минимального тока металлического замыкания и должен составлять $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ – для защит ВЛ и КЛ. При необходимости учета переходного сопротивления в месте повреждения:

- для кабельных сетей с резистивным заземлением нейтрали принимают переходное сопротивление (сопротивление дуги) равным 30 Ом;
- для воздушных сетей с резистивным заземлением нейтрали определяется максимальное значение переходного сопротивления при выполнении требований к чувствительности защит.

18.32 В случае невозможности установить ТТНП на КЛ, выполненной однофазными СПЭ-кабелями большого сечения, допускается использовать фильтр тока НП, собранный на трех фазных ТТ (рисунок 1.10). Достоинствами этих схем являются простота и относительно невысокая стоимость (рисунок 1.8а); недостатком – низкая чувствительность. Последняя связана с необходимостью отстройки защит от небалансов фильтра, собранного на фазных ТТ, которые характеризуются высокими, относительно емкостного тока ОЗЗ, значениями первичных токов.

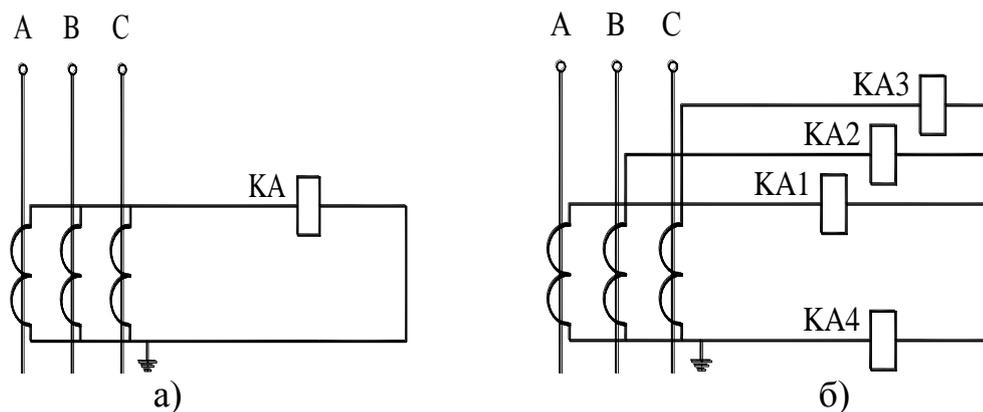


Рисунок 1.10 – Схема подключения реле тока: а) через фильтр НП на трех фазных ТТ; б) на фильтре тока НП по четырехрелейной схеме

18.33 Номинал резистора, в случае построения защиты на базе трехтрансформаторных фильтров тока НП, следует выбирать исходя из условия, чтобы активный ток ОЗЗ не превышал максимальный нагрузочный ток самого мощного присоединения на секции шин. Однако из-за высоких значений токов междуфазных КЗ защита от ОЗЗ может не удовлетворять требованиям чувствительности. В таком случае потребуется вводить выдержку времени, на ступень селективности превышающую выдержки времени защиты от междуфазных КЗ и отстраивать защиту НП от небаланса, вызванного максимальным нагрузочным током конкретного присоединения.

18.34 При организации системы релейной защиты от ОЗЗ, выборе типов и уставок РЗиА от ОЗЗ рекомендуется руководствоваться положениями настоящего документа и иных НТД и методических указаний.

Приложение А

(обязательное)

Режимы заземления нейтрали сетей 6-35 кВ

Т а б л и ц а А.1 – Выбор режима заземления нейтрали сетей 6-35 кВ в организациях Группы «ЛУКОЙЛ»

Значение I_c	Класс напряжения и характеристик а сети	Режим заземления нейтрали сети и условия применения	
		При действии релейной защиты на сигнал (без быстрого отключения присоединения с ОЗЗ)	При действии релейной защиты на отключение присоединения с ОЗЗ
$I_c < 10A$	Сети 6-35 кВ с ВЛ на металлически х и ЖБ опорах	<u>Изолированная или через высокоомный резистор</u> Для минимизации времени поиска поврежденного присоединения с точки зрения электробезопасности целесообразна организация релейных защит от ОЗЗ – импульсных (при изолированной нейтрали) или направленных токовых (при резистивной нейтрали)	<u>Через высокоомный резистор</u> Отключение реализуется, как правило, с помощью направленных токовых защит нулевой последовательности
$I_c \geq 10A$	Сети 6-15 кВ с ВЛ на металлически х и ЖБ опорах, смешанные воздушно- кабельные сети	<u>Через ДГР или комбинированное</u> На вновь вводимых и реконструируемых ПС с высшим напряжением 35, 110, 220 кВ, питающие ВЛ 6-15 кВ или смешанные сети с КЛ 6-15 кВ с БПИ. В случае реконструкции: - автоматика существующих плунжерных ДГР должна быть заменена, если не соответствует п. 16.9 настоящего стандарта; - ступенчатые ДГР необходимо заменять на плунжерные ДГР с автоматическими регуляторами в соответствии с п. 16.9 настоящего стандарта.	<u>Через низкоомный резистор</u> 1. На вновь вводимых одно- и двух-трансформаторных ПС с высшим напряжением 35, 110, 220 кВ с отходящими ВЛ 6-15 кВ вне зависимости от исполнения провода (голый или защищенный). В данном случае на всех ВЛ 6-15 кВ обязательно применение АПВ. На отходящих КЛ 6-15 кВ – без АПВ. 2. В случае превышения граничного значения I_c после подключения КЛ 6-15 кВ со СПЭ-изоляция. 3. На вновь вводимых и реконструируемых ПС с высшим напряжением 35, 110, 220 кВ, питающих преимущественно кабельные сети 6-15 кВ с СПЭ-изоляцией, принадлежащие организациям группы «ЛУКОЙЛ».

Продолжение таблицы А.1

$I_c \geq 10A$	Сети 35 кВ с ВЛ на металл. и ЖБ опорах, смешанные воздушно-кабельные сети	<u>Через ДГР или комбинированное</u> Применение резистора актуально при превышении уровня естественной несимметрии 0,75% от U_ϕ и сложности выравнивания емкостей фаз посредством конденсаторов связи, и транспозиции проводов).	<u>Через низкоомный резистор</u> В случае превышения уровня естественной несимметрии 0,75% от U_ϕ , сложности выравнивания емкостей фаз посредством конденсаторов связи и транспозиции проводов, при возможности организовать ведение данного режима нейтрали с режимной точки зрения.
$I_c < 30A$ при 6 кВ	Кабельные сети 6-15 кВ	<u>Через ДГР или комбинированное</u> Развивающиеся участки сети с преимущественным содержанием КЛ с БПИ при величинах емкостных токов замыкания на «землю», превышающих регламентированные для введения компенсации.	<u>Через низкоомный резистор</u> Развивающиеся участки сети с преимущественным содержанием КЛ со СПЭ-изоляцией при любых величинах токов ОЗЗ. При наличии КЛ 6-15 кВ, принадлежащих иным собственникам, необходимо согласовать изменение режима нейтрали с собственниками КЛ.
$I_c < 20A$ при 10 кВ	Кабельные сети 6-15 кВ	<u>Через ДГР или комбинированное</u> На вновь вводимых и реконструируемых ПС с высшим напряжением 35, 110, 220 кВ, питающие преимущественно кабельные сети 6-15 кВ с БПИ. В случае реконструкции: - автоматика существующих плунжерных ДГР должна быть заменена, если не соответствует п. 17.9 настоящего стандарта; - ступенчатые ДГР необходимо заменять на плунжерные ДГР с автоматическими регуляторами в соответствии с пп. 17.9 настоящего стандарта.	<u>Через низкоомный резистор</u> 1. На вновь вводимых и реконструируемых ПС с высшим напряжением 35, 110, 220 кВ, питающие преимущественно КЛ 6-15 кВ с СПЭ-изоляцией, принадлежащие организациям группы «ЛУКОЙЛ». При наличии КЛ 6-15 кВ, принадлежащих иным собственникам, необходимо согласовать изменение режима нейтрали с собственниками КЛ. 2. При реконструкции кабельной сети 6-15 кВ, принадлежащей организациям группы «ЛУКОЙЛ». При наличии КЛ 6-15 кВ, принадлежащих иным собственникам, необходимо согласовать изменение режима нейтрали с собственниками КЛ.
$I_c < 15A$ при 15 кВ		$I_c \geq 10A$ при 35 кВ	

Продолжение таблицы А.1

	Кабельные сети 35 кВ	<p><u>Комбинированное (в том числе с коммутируемыми высоковольтными резисторами)</u></p> <p>На существующих, вновь вводимых и реконструируемых ПС с высшим напряжением 35, 110, 220 кВ с БПИ и СПЭ-кабелями и суммарными токами ОЗЗ более 50 – 100 А. Высокоомные резисторы в схеме нейтрали целесообразно применять при превышении уровня естественной несимметрии 0,75% от U_{ϕ} из-за высокой добротности сети.</p> <p>При использовании коммутируемых резисторов защита от ОЗЗ может быть настроена на сигнал на одних присоединениях и на отключение – на других.</p>	<p><u>Через низкоомный резистор</u></p> <p>1. На вновь вводимых и реконструируемых ПС с высшим напряжением 35, 110, 220 кВ, питающие преимущественно КЛ 35 кВ со СПЭ-изоляцией, принадлежащие организациям группы «ЛУКОЙЛ». При наличии КЛ 35 кВ, принадлежащих иным собственникам, необходимо согласовать изменение режима нейтрали с собственниками КЛ.</p> <p>2. При реконструкции кабельной сети 35 кВ, принадлежащей организациям группы «ЛУКОЙЛ», с заменой на КЛ с СПЭ-изоляцией. При наличии КЛ 35 кВ, принадлежащих иным собственникам, необходимо согласовать изменение режима нейтрали с собственниками КЛ.</p>
	Кабельно-воздушные сети 35 кВ	<p><u>Комбинированное с коммутируемыми высоковольтными резисторами</u></p> <p>На существующих, вновь вводимых и реконструируемых ПС с высшим напряжением 35, 110, 220 кВ с БПИ и СПЭ-кабелями и ВЛ, при суммарных токах ОЗЗ более 50 – 100 А. Актуально при превышении уровня естественной несимметрии 0,75% от U_{ϕ} и сложности выравнивания емкостей фаз посредством конденсаторов связи, и транспозиции проводов на ВЛ.</p> <p>При использовании коммутируемых резисторов защита от ОЗЗ может быть настроена на сигнал на одних присоединениях и на отключение – на других.</p>	
	Кабельные сети 6-35 кВ	<p><u>Комбинированное с низковольтным резистором, кратковременно подключаемым во вторичную обмотку ДГР</u></p> <p>На существующих, вновь вводимых и реконструируемых ПС с БПИ и СПЭ-кабелями. Область применения шунтирующих резисторов ограничена эксплуатационными и конструктивными требованиями. Данный вид заземления нейтрали не является универсальным и пригодным для использования в любых сетях 6-35 кВ.</p>	

Окончание таблицы А.1

Примечания

- 1 ДГР, резисторы и нейтралеобразующие трансформатора должны выбираться с учетом требований настоящего стандарта и соответствовать требованиям, изложенным в п. 17.3, п. 17.5 и п. 17.7 соответственно.
- 2 Иметь в виду, что выбор сечения экранов СПЭ-кабелей выполняется по току двухфазного КЗ на землю и при низкоомном заземлении нейтрали можно не учитывать кратковременное протекание активного тока в экранах.
- 3 Для сокращения времени поиска фидера с ОЗЗ, экономии ресурса выключателей, снижения вероятности перехода ОЗЗ в многофазные КЗ при любых режимах нейтрали следует при новом строительстве, реконструкции, модернизации, техническом перевооружении предусматривать селективное ОПФ с замыканием на землю
- 4 Для сокращения времени поиска поврежденного участка, при любых режимах нейтрали рекомендуется установка индикаторов (указателей) тока замыкания на отпайках (или на протяженных участках магистрали) разветвленной воздушной сети и в разветвленной кабельной сети.

Приложение Б

(справочное)

Технические характеристики нейтралеобразующих устройств для подключения резисторов и дугогасящих реакторов

Б.1 Фильтры заземляющие серии ФМЗО

Подключение резистора и дугогасящего реактора может быть выполнено через специально устанавливаемый силовой фильтр нулевой последовательности ФМЗО, представляющий собой маслонаполненный трехфазный трансформатор, не имеющий низковольтной вторичной обмотки и с обмоткой высшего напряжения выполненной по схеме «зигзаг». Схема используется для низкоомного, высокоомного резистивного и комбинированного заземления нейтрали. Необходимые условия: схема соединения первичной обмотки звезда с нулем; проверка ФМЗО на термическую стойкость в режиме ОЗЗ.

Параметры, необходимые для выбора ФМЗО приведены в таблице Б.1. Габаритные размеры фильтров типа ФМЗО приведены на рисунках Б.1–Б.4 и в таблице Б.2.

Т а б л и ц а Б.1 – Номинальные параметры фильтров нулевой последовательности типа ФМЗО

Тип фильтра	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Максимальный ток, А	Ток ХХ, А	Потери ХХ, Вт	Напряжение КЗ, %	Потери КЗ, Вт
ФМЗО-40/6,6	6,6	8,4	10,5	0,04	75	3	600
ФМЗО-80/6,6	6,6	16,8	21	0,1	120	3,2	1200
ФМЗО-200/6,6	6,6	42	52,2	0,15	250	4,2	3000
ФМЗО-310/6,6	6,6	65,1	81,4	0,3	550	3,5	3500
ФМЗО-500/6,6	6,6	105	131,2	0,25	850	5,5	5000
ФМЗО-875/6,6	6,6	183,7	229,6	0,6	800	4,5	6000
ФМЗО-40/11	11	5	6,3	0,03	65	3	600
ФМЗО-80/11	11	10,1	21	0,1	120	3,2	1200
ФМЗО-200/11	11	25,2	52,2	0,15	250	4,2	3000
ФМЗО-310/11	11	39,1	48,9	0,6	600	3,6	3700
ФМЗО-500/11	11	63	78,75	0,15	850	5,5	5000
ФМЗО-875/11	11	110	137,7	0,35	800	4,5	6000
Примечание – При температуре окружающего воздуха не более +40°С, допускаются следующие нагрузки фильтра: в течение 6 часов – 100 % (номинальный ток); в течение 2 часов – 120 % (перегрузка 20 %).							

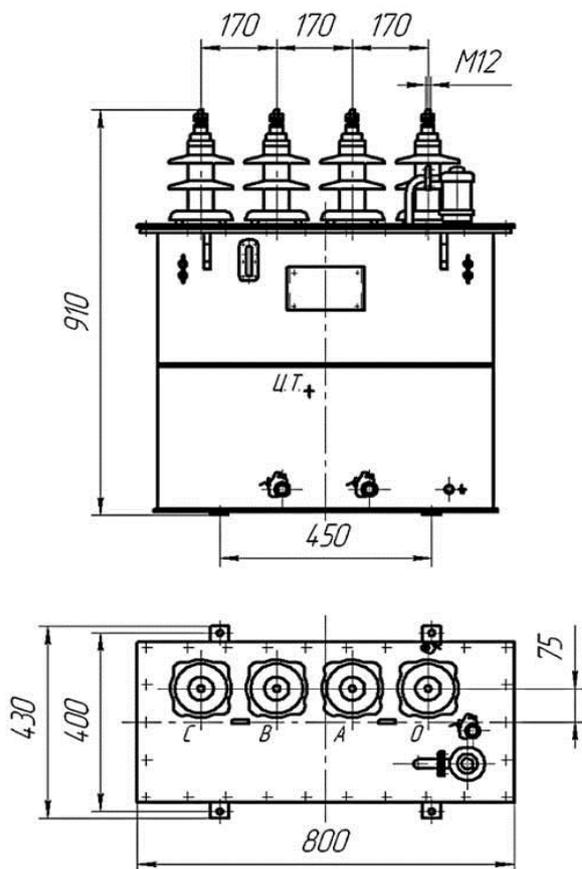


Рисунок Б.1 – Габаритные размеры
фильтра типа ФМЗО-40/11 УХЛ1

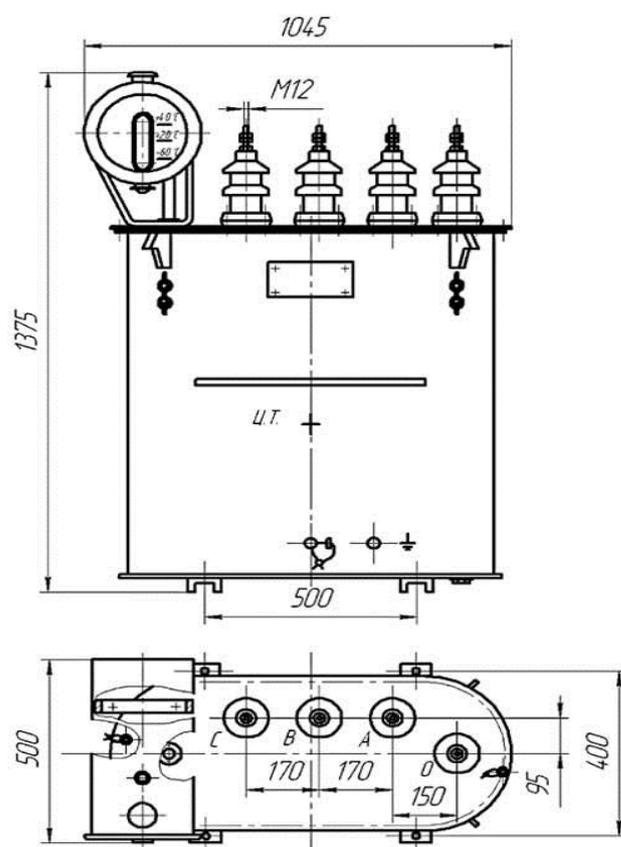


Рисунок Б.2 – Габаритные размеры
фильтра типа ФМЗО-80/11 УХЛ1

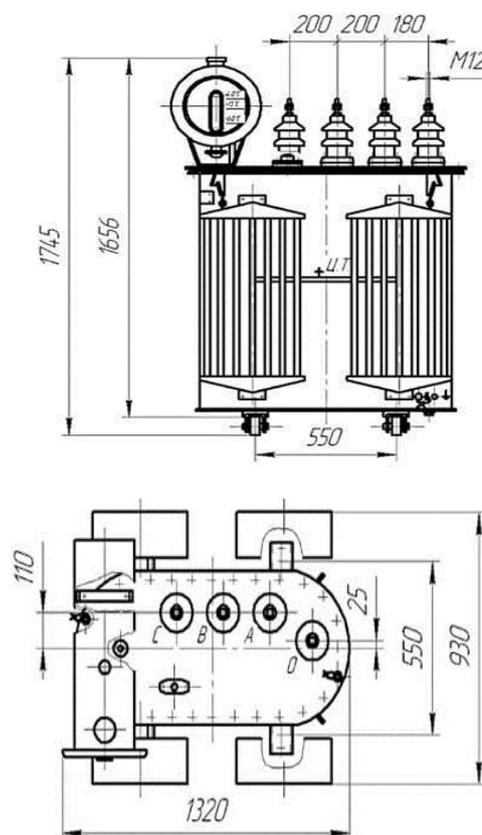
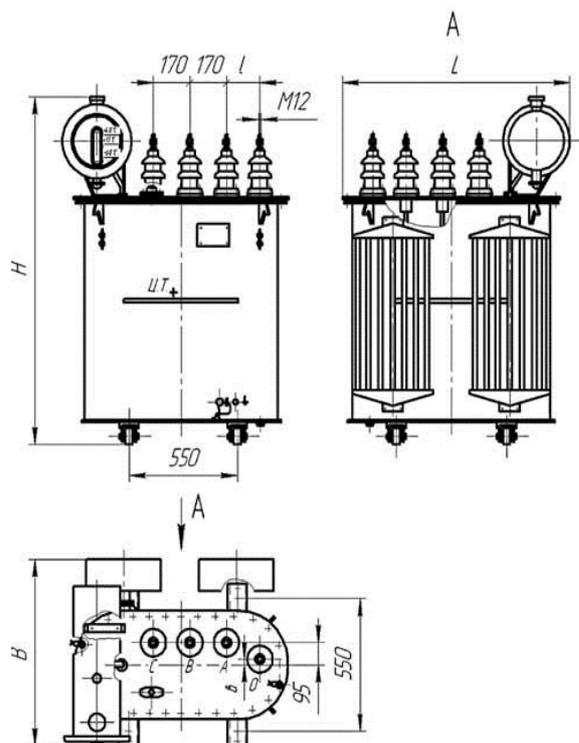


Рисунок Б.3 – Габаритные размеры
фильтра типа ФМЗО 200-310/11 УХЛ1

Рисунок Б.4 – Габаритные размеры
фильтра типа ФМЗО-500-875/11 УХЛ1

Т а б л и ц а Б.2 – Габаритные размеры фильтров нулевой последовательности типа ФМЗО

Тип нейтралера	Размеры, мм					Масса, кг	
	В	Н	L	b	l	Полная	Масла
ФМЗО-40/6,6 ФМЗО-40/11	430	910 970	800	400	450	320	76
ФМЗО-80/6,6 ФМЗО-80/11	450 500	1045 1075	840 1045	400	500	430	110
ФМЗО-200/6,6 ФМЗО-200/11	750 770	1540 1560	1090 1090	550	550	760	190
ФМЗО-310/6,6 ФМЗО-310/11	820	1580	1150	550	550	905 910	210
ФМЗО-500/6,6 ФМЗО-500/11	930 990	1700 1745	1300 1320	550	550	1500	375
ФМЗО-875/6,6 ФМЗО-875/11	930 990	1700 1745	1300 1320	550	550	1500	375

Б.2 Фильтры заземляющие серии ФЗМ

Фильтры заземляющие типа ФЗМ предназначены для подключения дугогасящих реакторов и резисторов к трехфазным сетям 6–10 кВ.

Структура условного обозначения ФЗМ-Х1/Х2-У1

Ф – фильтр;

З – заземляющий;

М – естественная циркуляция воздуха и масла;

Х1 – мощность при номинальном напряжении и токе шестичасовой нагрузки, кВА;

Х2 – класс напряжения, кВ;

У1 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69.

Пример записи обозначения реактора: ФЗМ-300/6 У1

Условия эксплуатации

Для работы на открытом воздухе и в закрытых помещениях:

- высота над уровнем моря не более 1000 м.;
- температура окружающего воздуха от минус 45°С до 40°С;
- атмосферное давление 630–800 мм рт. ст.;
- относительная влажность воздуха до 100% при температуре 25°С;
- среднегодовое значение относительной влажности 75% при 15°С;
- окружающая среда невзрывоопасная, тип атмосферы II по ГОСТ 15150-69.

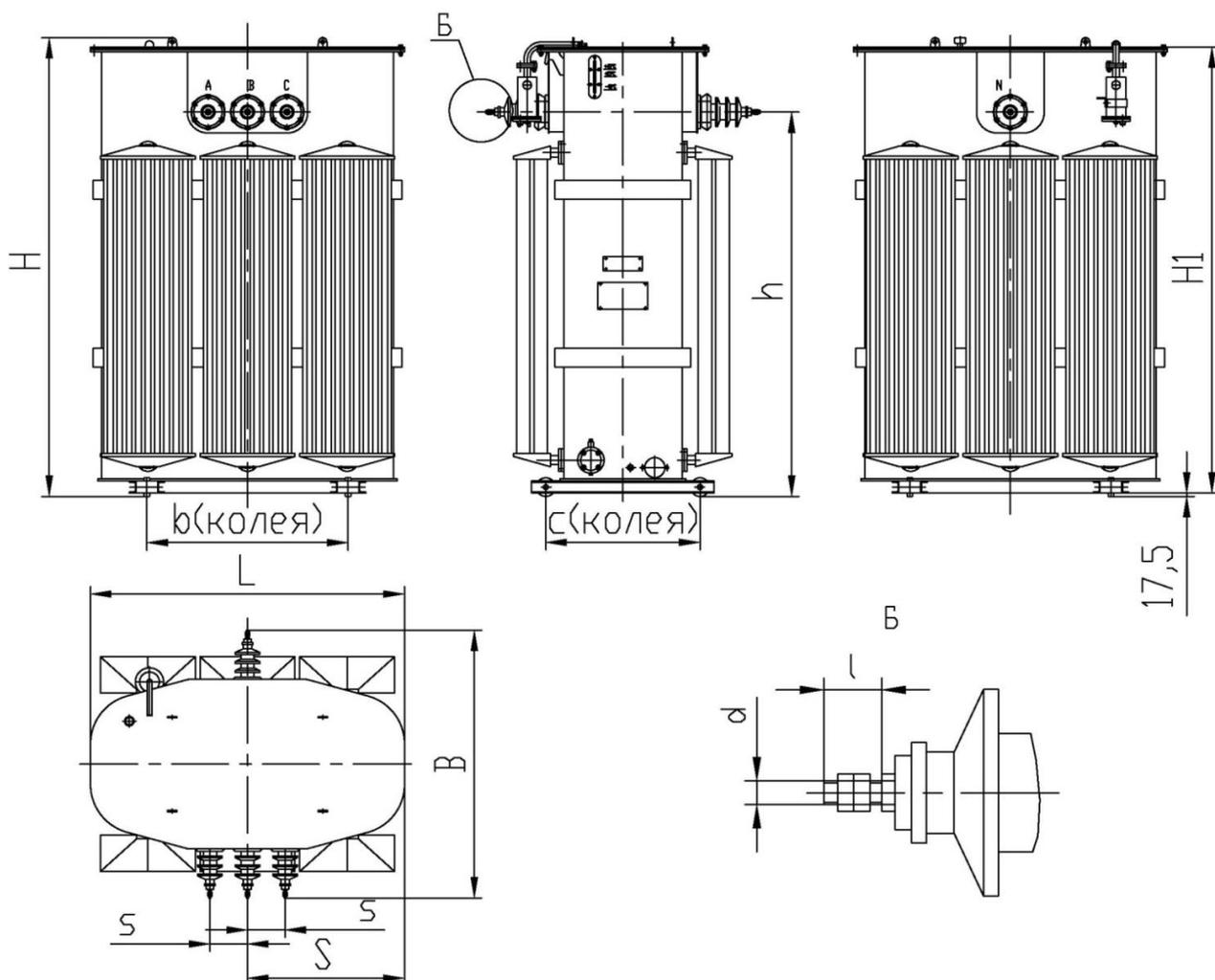
Фильтры предназначены для работы в длительном режиме при номинальных значениях тока и напряжения и не более 6 часов при токах от номинального до тока шестичасовой нагрузки и номинальном или наибольшем рабочем напряжении. Интервалы между включениями в режим шестичасовой нагрузки не менее 12 часов при общей годовой наработке 600 часов.

Допуск на значение номинального тока – $\pm 8\%$. Допуск на значение тока шестичасовой нагрузки – минус 8%.

Габаритные размеры фильтра типа ФЗМ приведены на рисунке Б.5. Типы и основные параметры фильтров серии ФЗМ приведены в таблице Б.3.

Т а б л и ц а Б.3 – Типы и номинальные параметры фильтров нулевой последовательности серии ФЗМ

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Ток 6-часовой нагрузки, А	Ток холостого хода, % к 1/3 номинального тока нейтрали	Потери холостого хода, Вт	Напряжение короткого замыкания, %	Потери короткого замыкания, Вт	Масса, кг	Длина (L) x ширина (B) x высота (H), мм
ФЗМ-120/6 У1	6,6/ $\sqrt{3}$	7,2/ $\sqrt{3}$	20	27	1,9	410	2,0	780	1345	1157x1256 x1600
ФЗМ-300/6 У1	6,6/ $\sqrt{3}$	7,2/ $\sqrt{3}$	65	87	1,33	550	2,5	2400	1553	1157x1256 x1600
ФЗМ-500/6 У1	6,6/ $\sqrt{3}$	7,2/ $\sqrt{3}$	110	147	1,33	890	2,0	3170	1960	1245x1276 x1771
ФЗМ-950/6 У1	6,6/ $\sqrt{3}$	7,2/ $\sqrt{3}$	200	273	0,95	1350	2,5	5470	3322	1565x1336 x2012
ФЗМ-1200/6 У1	6,6/ $\sqrt{3}$	7,2/ $\sqrt{3}$	260	350	0,75	1800	2,0	6290	4720	1695x1440 x2283
ФЗМ-190/10 У1	11/ $\sqrt{3}$	12/ $\sqrt{3}$	20	27,3	2,6	600	2,0	1150	1441	1157x1256 x1600
ФЗМ-500/10 У1	11/ $\sqrt{3}$	12/ $\sqrt{3}$	65	87	1,1	890	2,5	3300	1967	1245x1276 x1771
ФЗМ-860/10 У1	11/ $\sqrt{3}$	12/ $\sqrt{3}$	110	147	1,0	1360	2,5	4600	3320	1565x1336 x2012
ФЗМ-1600/10 У1	11/ $\sqrt{3}$	12/ $\sqrt{3}$	200	273	0,95	2280	2,5	7030	4755	1695x1440 x2283
ФЗМ-2000/10 У1	11/ $\sqrt{3}$	12/ $\sqrt{3}$	260	350	0,5	2670	2,5	8670	5770	1775x1450 x2502



Тип реактора	B, мм	L, мм	H, мм	H1, мм	S, мм	s, мм	h, мм	d, мм	l, мм	вхс, мм	Масса масла, кг	Масса, кг
ФЗМ-120/6 У1	1256	1157	1600	1533	551	200	1245	M12	40	660x660	435	1345
ФЗМ-300/6 У1							1415				492	1552,6
ФЗМ-500/6 У1	1276	1245	1771	1703	595		1630			820x820	575	1960
ФЗМ-950/6 У1	1336	1565	2012	1945	782,5	210	1847	M16	52	1070x820	1025	3322
ФЗМ-1200/6 У1	1440	1695	2283	2215	795		1847				1515	4720
ФЗМ-190/10 У1	1256	1157	1600	1533	551	200	1245	M12	40	660x660	465	1441,5
ФЗМ-500/10 У1	1276	1245	1771	1703	595		1415				575	1967
ФЗМ-860/10 У1	1336	1565	2012	1945	782,5		1630			820x820	1025	3320
ФЗМ-1600/10 У1	1440	1695	2283	2215	795	210	1847	M16	52	1070x820	1505	4755
ФЗМ-2000/10 У1	1450	1775	2502	2435	835		2062				1777	5770

Рисунок Б.5 – Габаритные размеры фильтра серии ФЗМ на напряжение 6–10 кВ

Б.3 Фильтры нейтралеобразующие типа ФНПМ

Трехфазные масляные нейтралеобразующие присоединительные фильтры типа ФНПМ с естественным масляным охлаждением предназначены для создания искусственной нейтральной точки в трехфазной электрической сети 6-10 кВ и подключения к ней высоковольтных заземляющих аппаратов (дугогасящих реакторов и заземляющих резисторов).

Первичная обмотка фильтра выполнена по схеме соединения «зигзаг с выведенной нейтралью» Z_N , поэтому фильтры ФНПМ обладают меньшим сопротивлением токам нулевой последовательности и являются более предпочтительными, чем трансформаторы со схемой соединения Y_o/Δ , применяемые для формирования нейтрали в сетях среднего напряжения.

Фильтры нейтралеобразующие ФНПМ опционально могут выпускаться с дополнительной вторичной обмоткой, выполненной по схеме Y или Y_o , которая может использоваться для создания дополнительного источника питания устройств управления.

Габаритные размеры, весовые характеристики и номинальные параметры трансформаторов приведены в таблице Б.4. Общий вид ФНПМ представлен на рисунке Б.6.

Т а б л и ц а Б.4 – Габаритные размеры, весовые характеристики и номинальные параметры трансформаторов серии ФНПМ

Мощность трансформатора, кВА	Потери холостого хода, Вт	Ток холостого хода, %	Потери при ОЗЗ, Вт	В, мм	L, мм	H, мм	Масса масла, кг	Масса полная, кг	Схема и группа соединения
80	560	3	1120	1100	700	1400	155	700	Z_N
100	700	2,9	1400	1100	700	1500	160	750	
125	766	2,8	1750	1100	750	1500	170	800	
160	840	2,6	2240	1100	800	1500	200	900	
200	963	2,6	2800	1100	800	1500	220	1000	
250	984	2,5	3500	1100	1050	1550	270	1200	
300	1050	2,3	4200	1200	1050	1600	320	1350	
400	1400	2,2	5600	1200	1050	1600	360	1660	
500	1400	2,2	7000	1250	1100	1650	370	1750	
630	2205	2,1	8820	1250	1100	1650	400	1700	
800	2800	2	11200	1350	1100	1750	460	2200	
1000	3500	2	14000	1350	1100	1750	430	2300	
1250	4375	1,9	17500	1400	1100	2000	480	2800	
1600	5600	1,8	22400	1650	1150	2000	590	3500	

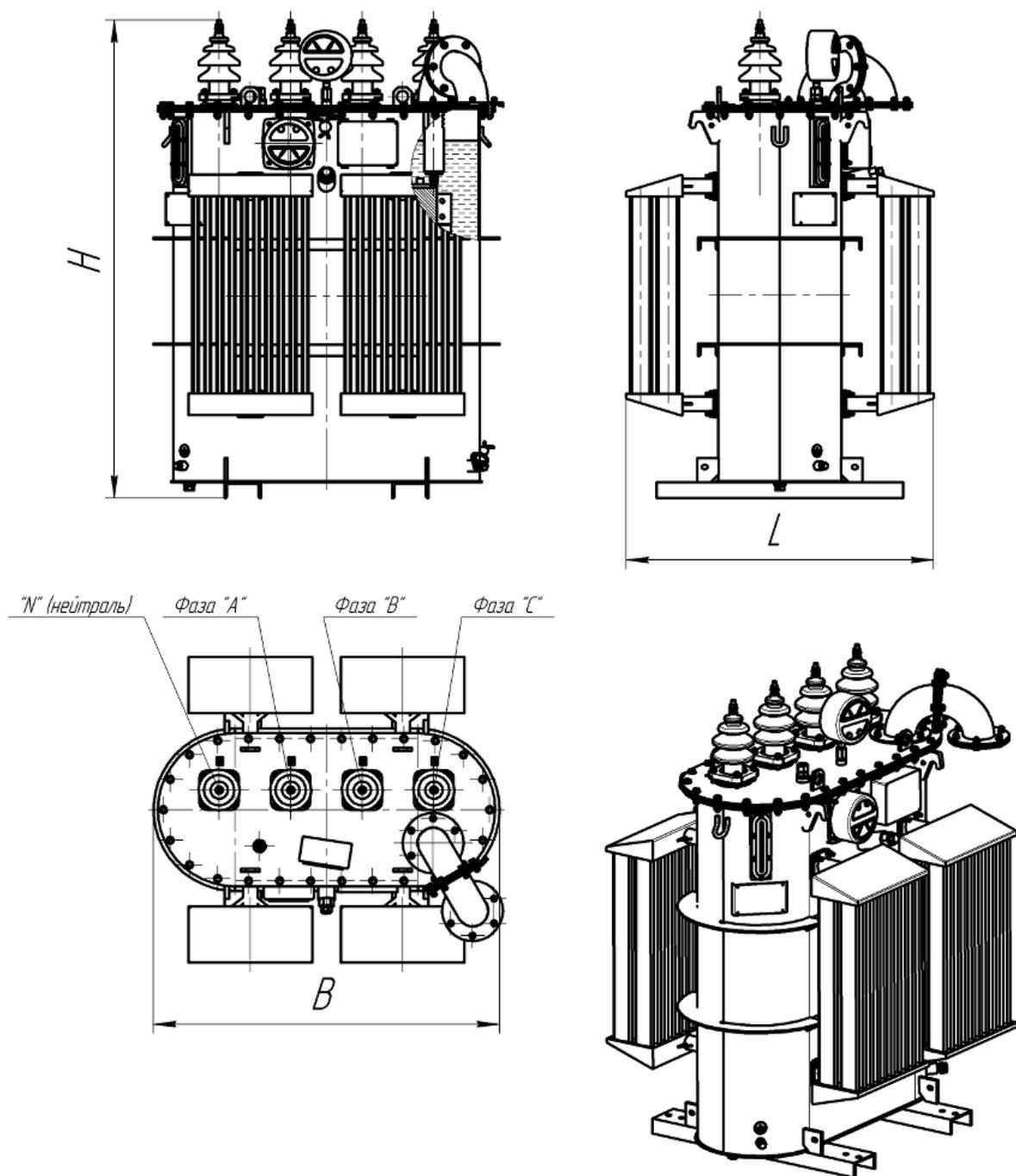


Рисунок Б.6 – Общий вид нейтралеобразующих трансформаторов типа ФНПМ

Б.4 Фильтры нейтралеобразующие типа ФНПС

Трехфазные сухие нейтралеобразующие присоединительные фильтры типа ФНПС с естественным воздушным охлаждением предназначены для создания искусственной нейтральной точки в трехфазной электрической сети 6-10 кВ и подключения к ней высоковольтных заземляющих аппаратов (дугогасящих реакторов и заземляющих резисторов).

Первичная обмотка фильтра выполнена по схеме соединения «зигзаг с выведенной нейтралью» Z_N , поэтому фильтры ФНПС обладают меньшим сопротивлением токам нулевой последовательности и являются более предпочтительными, чем трансформаторы со схемой соединения Y_o/Δ , применяемые для формирования нейтрали в сетях среднего напряжения.

Фильтры нейтралеобразующие ФНПС опционально могут выпускаться с дополнительной вторичной обмоткой, выполненной по схеме Y или Y_o , которая может использоваться для создания дополнительного источника питания устройств управления.

Габаритные размеры, весовые характеристики и номинальные параметры трансформаторов приведены в таблице Б.5. Общий вид ФНПС представлен на рисунке Б.7.

Т а б л и ц а Б.5 – Габаритные размеры, весовые характеристики и номинальные параметры трансформаторов серии ФНПС

Мощность трансформатора, кВА	Потери холостого хода, Вт	Ток холостого хода, %	Потери при ОЗЗ, Вт	В, мм	L, мм	H, мм	Масса полная, кг	Схема и группа соединения
80	560	3	1120	1010	820	1560	680	Z_N
100	700	2,9	1400	1010	820	1560	730	
125	766	2,8	1750	1050	860	1620	790	
160	840	2,6	2240	1050	860	1620	830	
200	963	2,6	2800	1200	900	1700	890	
250	984	2,5	3500	1200	900	1700	1010	
300	1050	2,3	4200	1240	950	1770	1110	
400	1400	2,2	5600	1240	950	1770	1180	
500	1400	2,2	7000	1380	980	1810	1230	
630	2205	2,1	8820	1380	980	1900	1310	
800	2800	2	11200	1380	980	1950	1380	

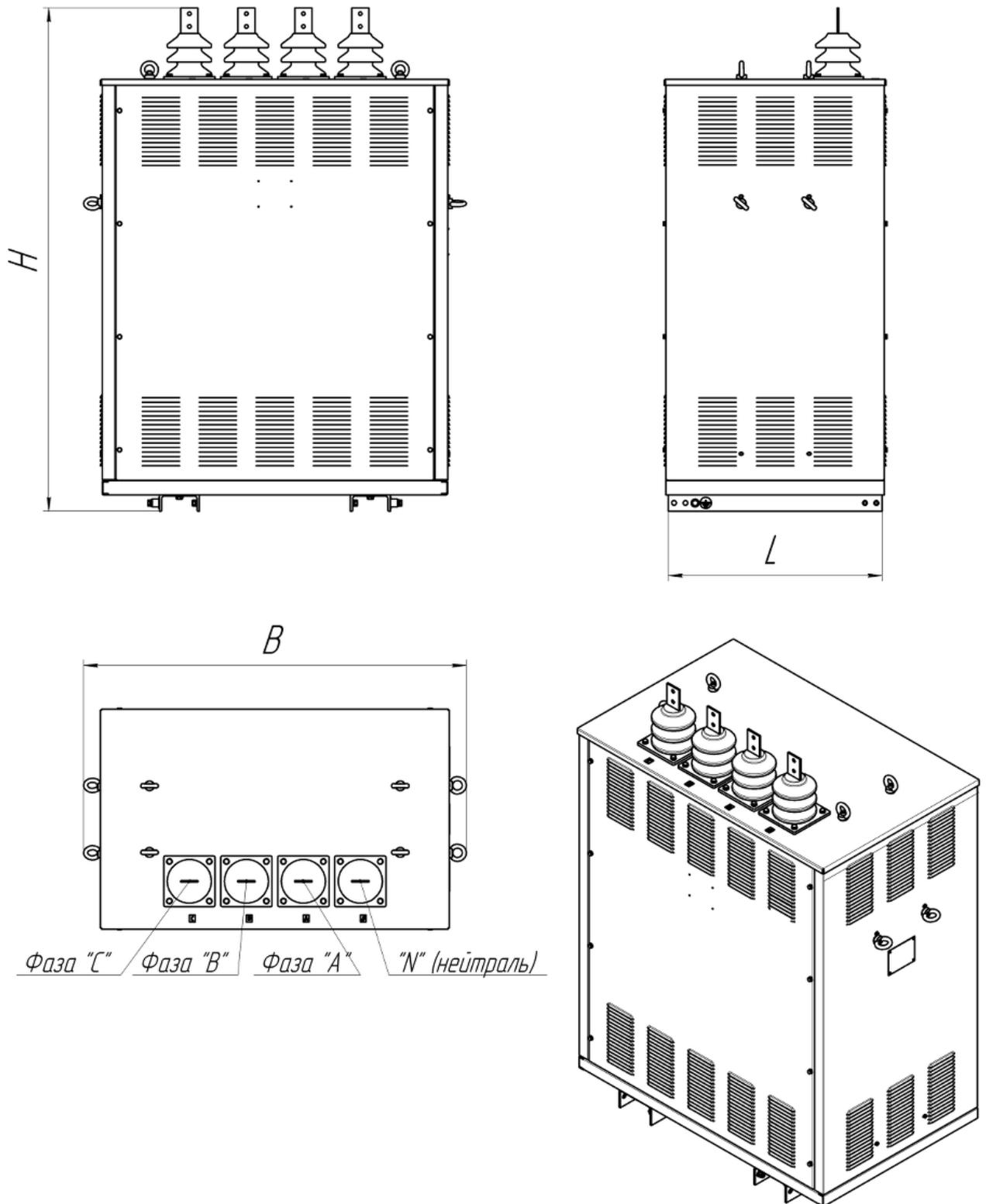


Рисунок Б.7 – Общий вид нейтралеобразующих трансформаторов типа ФНПС

Б.5 Трансформаторы типа ТЛС

Трансформаторы силовые сухие с литой изоляцией серии ТЛС изготавливаются в классе напряжения 6 и 10 кВ, мощностью от 10 до 2500 кВА, климатического исполнения «УХЛ», категории размещения 2 по ГОСТ 15150-69. Применение литой изоляции позволяет обеспечить высокий уровень пожаробезопасности. Литая изоляция обмоток пыле и влагонепроницаемая, что исключает процесс сушки перед вводом в эксплуатацию, в отличие от трансформаторов с воздушно барьерной изоляцией.

Габаритные размеры и весовые характеристики трансформаторов приведены в таблице Б.6, номинальные параметры – в таблице Б.7. Общий вид трансформаторов типа ТЛС представлен на рисунках Б.8, Б.9.

Т а б л и ц а Б.6 – Габаритные размеры и весовые характеристики трансформаторов серии ТЛС

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Полная масса, кг	Габаритные размеры, мм, (В×L×Н) не более
ТЛС-40	40	300	365×656×775
ТЛС-63	63	500	415×755×820
ТЛС-100	100	670	600×1120×995
ТЛС-160	160	930	600×1270×1115
ТЛС-250	250	1330	700×1370×1280
ТЛС-400	400	1400	700×1320×1240
ТЛС-630/6,10 ТЛС-630/20	630	1740 1940	750×1430×1515 730×1630×1660
ТЛС-1000/6,10 ТЛС-1000/20	1000	2680 2880	970×1595×1665 970×1735×1775
ТЛС-1250/6,10 ТЛС-1250/20	1250	3200 3330	970×1610×1885 970×1750×1915
ТЛС-1600/6,10 ТЛС-1600/20	1600	3700 3900	970×1775×1925 970×1906×1970

Т а б л и ц а Б.7 – Номинальные параметры трансформаторов типа ТЛС

Тип трансформатора	Мощность, кВА	Сочетание напряжений		Потери, Вт			U _{кз} , %	Ток XX %
		ВН	НН	XX	КЗ	Общ		
ТЛС-40	40	6, 10	0,4	200	650	850	2,8	1,8
ТЛС-63	63	6, 10	0,4	350	800	1150	2,1	1,5
ТЛС-100	100	6, 10	0,4	390	1620	2010	6,0	0,8
ТЛС-160	160	6, 10	0,4	550	2300	2850	6,0	0,6
ТЛС-250	250	6, 10	0,4	800	3220	4020	6,0	0,6
ТЛС-400	400	6, 10	0,4	950	5300	6150	6,0	0,5
ТЛС-630	630	6, 10	0,4	1300	6800	8100	6,0	0,5
		20		-	7000	-		
ТЛС-1000	1000	6, 10	0,4	1700	9500	11200	6,0	0,4
		20		-	10000	-		
ТЛС-1250	1250	6, 10	0,4	1900	11000	12900	6,0	0,4
		20		-	12000	-		
ТЛС-1600	1600	6, 10	0,4	2400	12500	14900	6,0	0,35
		20		-	13500	-		

Примечание – Конструкции трансформаторов типа ТЛС с номинальными мощностями 630, 1000, 1250 и 1600 кВА на напряжение 20 кВ находятся в стадии разработки, недостающие параметры будут предоставлены позднее.

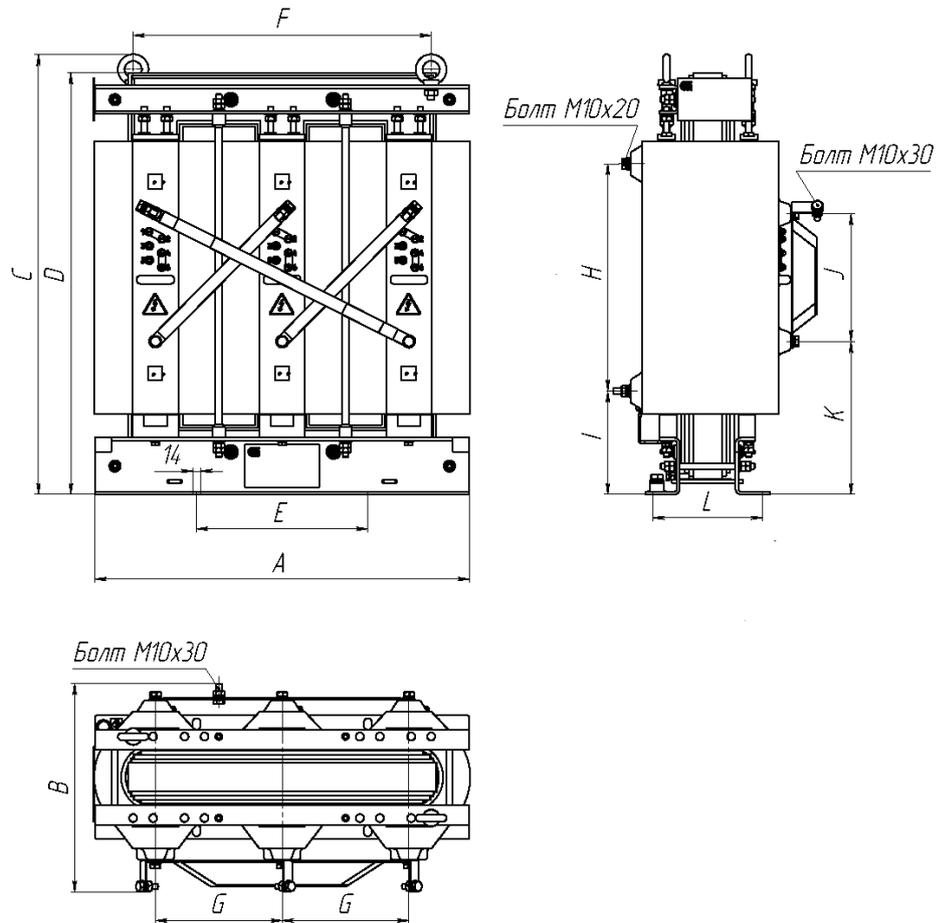


Рисунок Б.8 – Общий вид трансформаторов типа ТЛС-(40–63) кВА на напряжение 6–10 кВ

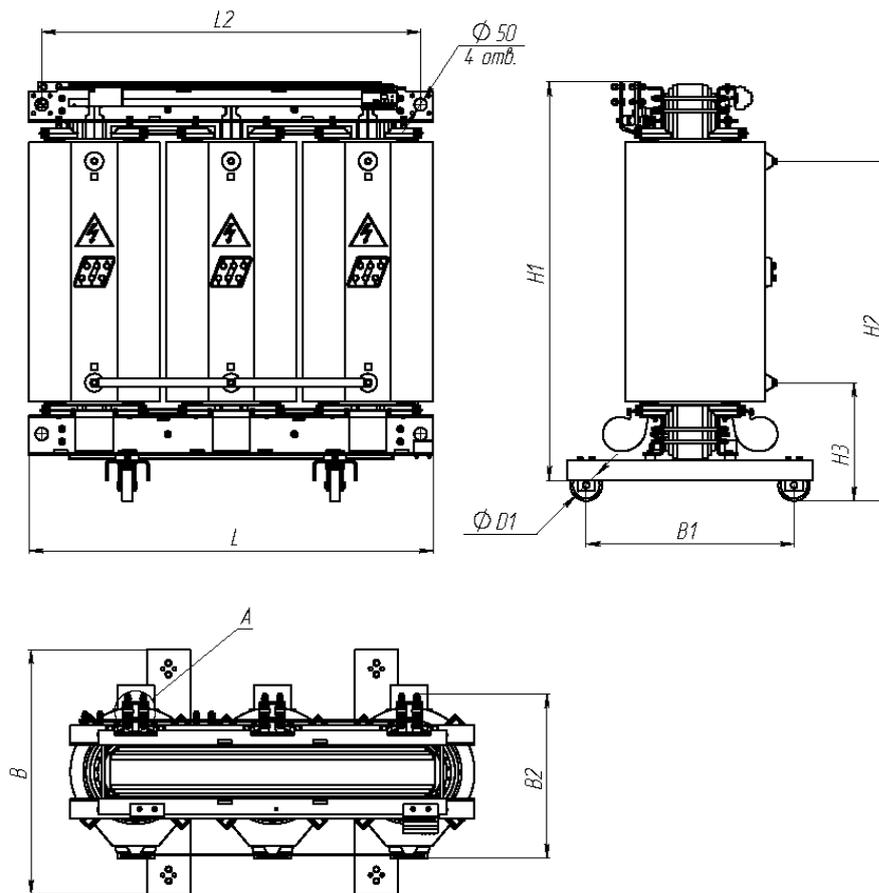


Рисунок Б.9 – Общий вид трансформаторов типа ТЛС-(100–1600) кВА
на напряжение 6, 10, 20 кВ

Б.6 Присоединительные трансформаторы ТМПС

Трансформаторы силовые серии ТМПС предназначены для подключения дугогасящих реакторов и защитных резисторов.

Силовые масляные трансформаторы предназначены для эксплуатации в районах с умеренным и умеренным и холодным климатом на открытом воздухе (исполнение У1 и УХЛ1 по ГОСТ 15150-69), при этом:

- окружающая среда не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли;
- высота установки над уровнем моря не более 1000 м;
- режим работы - длительный;
- температура окружающей среды
- от минус 45°С до плюс 40 °С для климатического исполнения У1,
- от минус 60 °С до плюс 40 °С для климатического исполнения УХЛ1;
- силовые масляные трансформаторы ТМПС не предназначены для работы в условиях тряски, вибраций, ударов, в химически активной среде.

Структура условного обозначения:



Параметры, необходимые для выбора ТМПС приведены в таблицах Б.8, Б.9, Б.11-Б.13. Габаритные размеры трансформаторов типа ТМПС приведены на рисунках Б.10–Б.13 и в таблице Б.10.

Т а б л и ц а Б.8 – Основные технические параметры двухобмоточных трансформаторов ТМПС

Наименование параметра	Значение					
Номинальная мощность, кВ·А	100	250	400	630	1000	1600
Номинальная частота, Гц	50	50	50	50	50	50
Номинальные напряжения, кВ						
ВН	10,5 (6,3)	10,5 (6,3)	10,5 (6,3)	10,5 (6,3)	10,5 (6,3)	10,5 (6,3)
НН	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Номинальные токи, А						
ВН	5,5 (9,16)	13,7 (22,9)	22 (36,7)	34,6 (57,7)	55 (91,6)	88 (146,6)
НН	251	628	1004	1581	2510	4016
Схема и группа соединения обмоток	У _Н /Д – 11					

Т а б л и ц а Б.9 – Основные технические параметры однообмоточных трансформаторов ТМПС

Наименование параметра	Значения		
Номинальная мощность, кВА	310	500	875
Номинальная частота, Гц	50	50	50
Номинальное напряжение, кВ	6,6 (11)	6,6 (11)	6,6 (11)
Номинальный ток, А	72 (43)	122 (72)	207 (124)
Максимальный ток, А	80 (48)	135 (80)	230 (138)
Схема и группа соединения обмоток	ZH	ZH	ZH

Т а б л и ц а Б.10 – Габаритные и установочные размеры трансформаторов ТМПС

Тип	Размеры, мм, не более									
	A	A1	B	H	H1	h	h1	h2	L	l
ТМПС-100	550	550	705	1230	1100	2350	1000	100	850	400
ТМПС-250	550	550	1050	1390	1100	2650	1100	100	1180	500
ТМПС-310	600	600	1070	1600	1350	3300	1100	100	1120	500
ТМПС-400	660	660	1080	1440	1100	3200	1100	100	1350	700
ТМПС-500	600	600	1080	1780	1495	4000	1406	89	1230	1000
ТМПС-630	660	660	1110	1655	1300	3550	1300	100	1590	900
ТМПС-875	820	820	1174	1798	1620	4510	1490	130	1507	1300
ТМПС-1000	820	820	1190	1890	1600	4650	1600	130	1840	1200
ТМПС-1600	820	820	1260	2170	1775	5390	1780	130	2060	1340

Т а б л и ц а Б.11 – Масса трансформаторов ТМПС

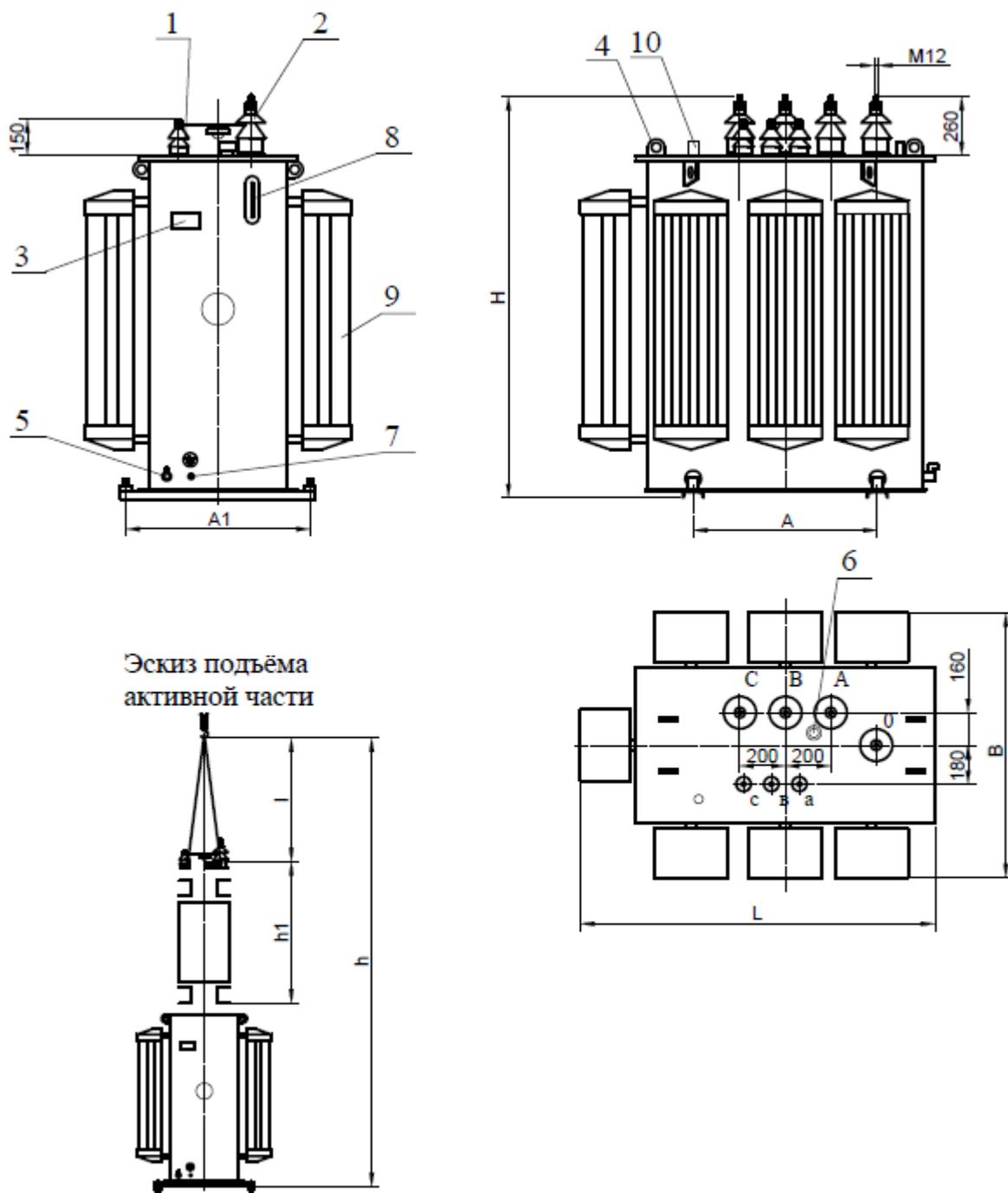
Тип	Масса, кг не более		
	Масло	Активная часть	Общая
ТМПС-100	155	300	530
ТМПС-250	205	585	950
ТМПС-310	215	530	926
ТМПС-400	320	800	1310
ТМПС-500	321	807	1470
ТМПС-630	450	1200	1950
ТМПС-875	580	1200	2300
ТМПС-1000	700	1700	2900
ТМПС-1600	970	2540	4050

Т а б л и ц а Б.12 – Типовые значения технических параметров трансформаторов двухобмоточных типа ТМПС

Наименование параметра	Значение					
Номинальная мощность, кВ·А	100	250	400	630	1000	1600
Потери короткого замыкания, Вт	1750	2840	4918	7092	11420	17430
Потери холостого хода, Вт	330	284	773	997	1506	1960
Напряжение короткого замыкания, %	4,5	4,5	4,5	5,5	5,5	6,5
Ток холостого хода, %	2,0	1,2	0,81	0,49	0,42	0,34

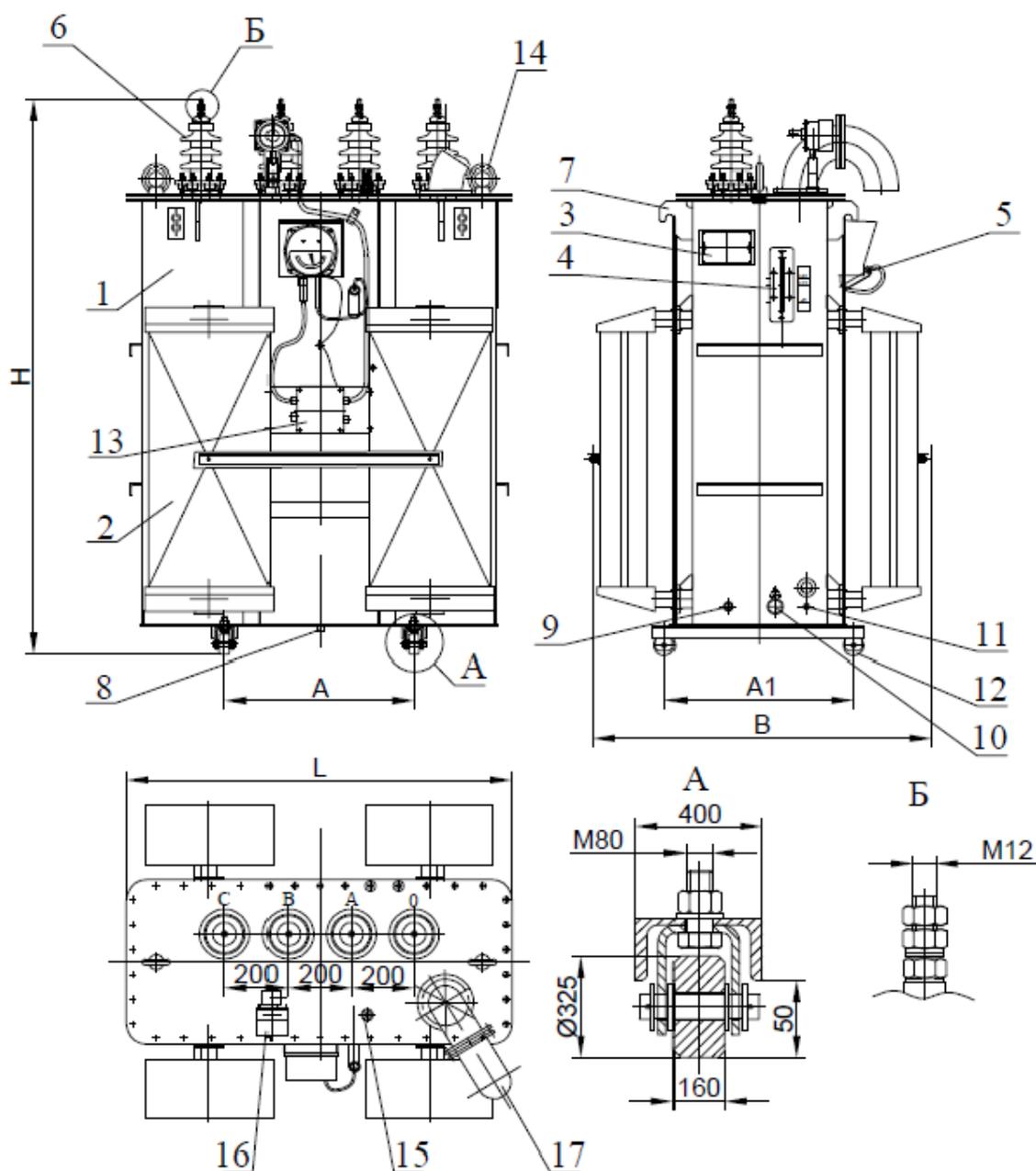
Т а б л и ц а Б.13 – Типовые значения технических параметров трансформаторов однообмоточных типа ТМПС

Наименование параметра	Значение		
Номинальная мощность, кВ·А	310	500	875
Потери короткого замыкания, Вт	3100	4300	6200
Потери холостого хода, Вт	520	750	990
Напряжение короткого замыкания, %	2,7	2,7	5
Ток холостого хода, %	1,5	1,3	1



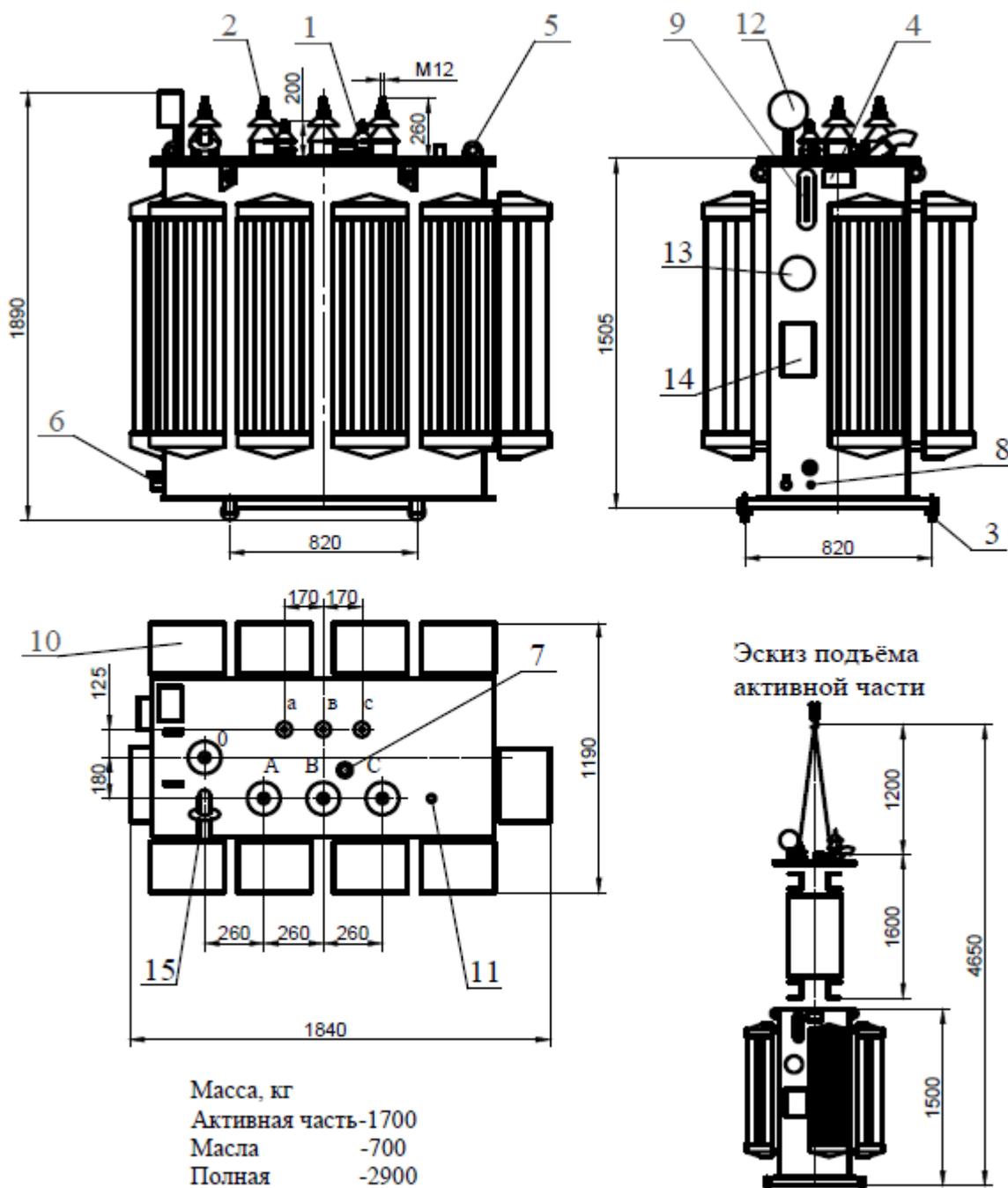
1-ввод НН; 2-ввод ВН; 3-табличка паспортная; 4-серьга подъемная; 5-кран для слива масла; 6-привод переключателя; 7-клемма заземления; 8-маслоуказатель; 9-радиатор; 10-клапан сброса давления.

Рисунок Б.10 – Общий вид и габаритные размеры трансформаторов типа ТМПС-100, 250, 400, 630 на напряжение 6, 10 кВ



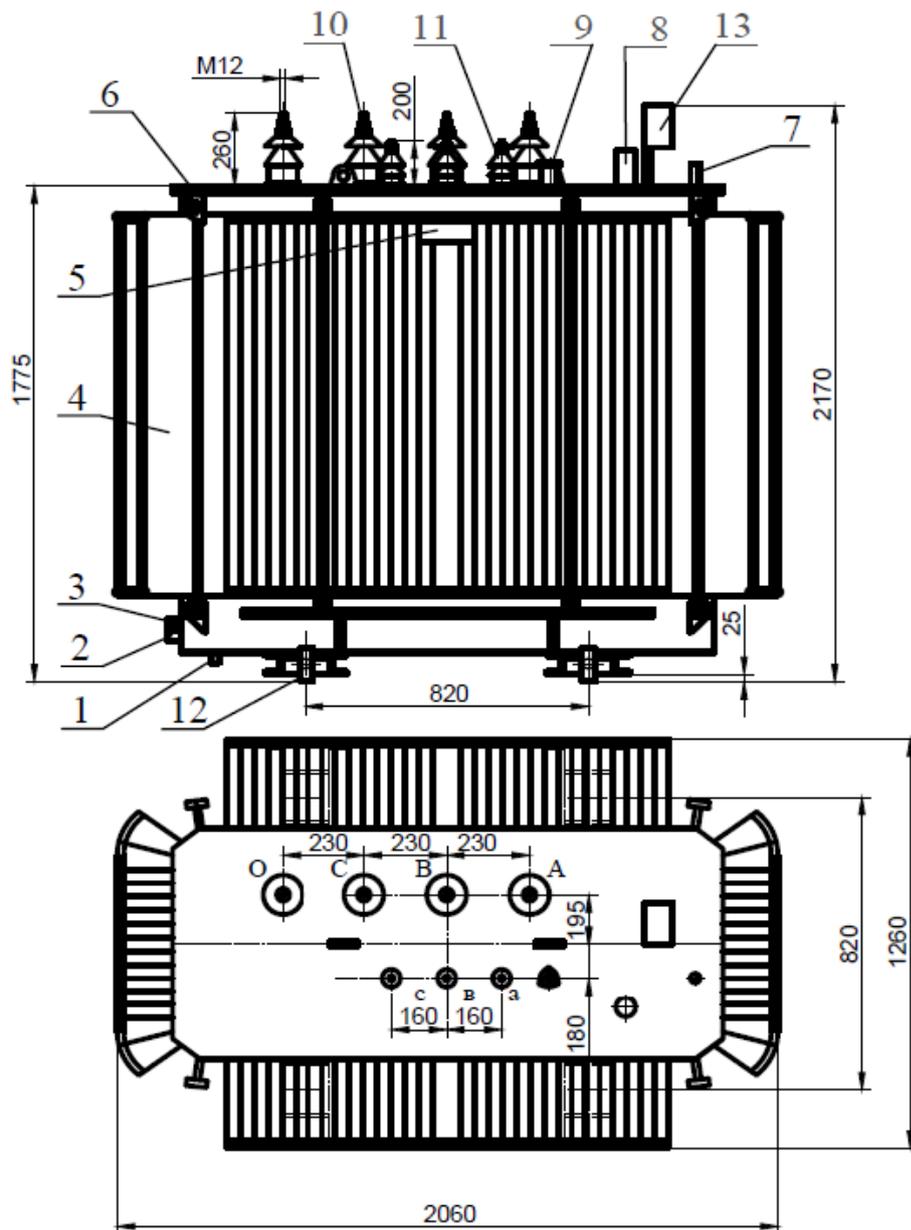
1-бак; 2-радиатор; 3-табличка; 4-маслоуказатель; 5-термодатчик; 6-вводы ВН;
 7-крюк для подъема трансформатора; 8-сливная пробка; 9-пробоотборная точка; 10-кран
 слива масла; 11- место заземления трансформатора; 12-колеса; 13-клемные коробки; 14-рым
 гайка для поднятия активной части; 15- предохранительный клапан; 16-мановакуумметр ;
 17-мембранно-предохранительное устройство

Рисунок Б.11 – Общий вид и габаритные размеры трансформаторов типа ТМПС-
 310, 500, 875 на напряжение 6, 10 кВ



1-ввод НН; 2-ввод ВН; 3-каток; 4-табличка паспортная; 5-серьга подъемная; 6-кран для слива масла; 7-привод переключателя; 8-клемма заземления; 9-маслоуказатель; 10-радиатор; 11-клапан сброса давления; 12-мановакуумметр; 13-электроконтактный термометр; 14-клеммная коробка; 15-мембранно-предохранительное устройство.

Рисунок Б.12 – Общий вид и габаритные размеры трансформатора ТМПС-1000 на напряжение 6, 10 кВ



1-пробка для удаления остатков масла; 2-пробка сливная; 3-зажим заземления; 4-бак; 5-табличка; 6-серьга подъемная; 7-гильза для стеклянного термометра и термобаллона манометрического термометра; 8-маслоуказатель; 9-патрубок для заливки масла; 10-ввод ВН; 11-ввод НН; 12-ролик транспортный; 13-мановакуумметр.

Рисунок Б.13 – Общий вид и габаритные размеры трансформатора ТМПС-1600 на напряжение 6, 10 кВ

Приложение В

(справочное)

Технические характеристики резисторов для заземления нейтрали

В.1 Высокоомные резисторы типа РЗ

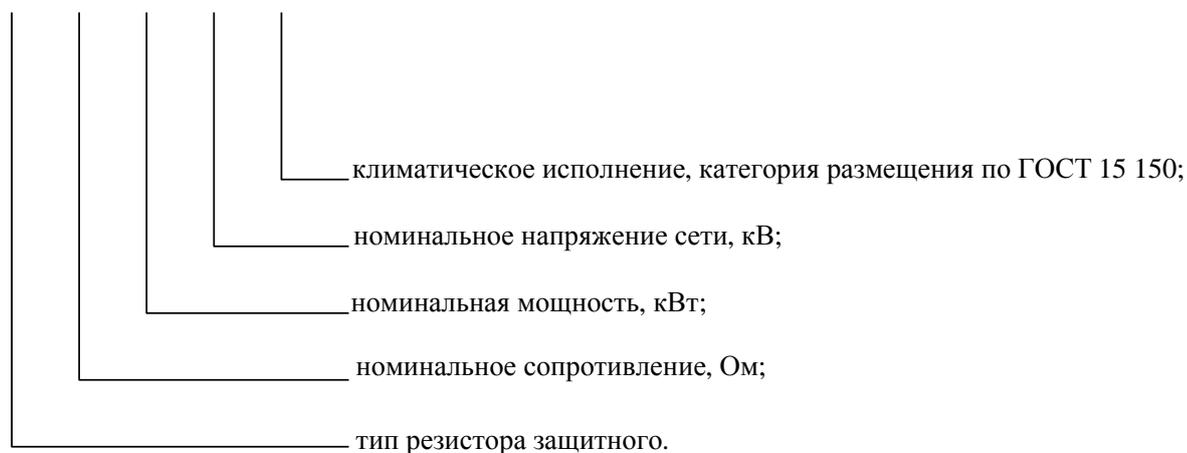
Резисторы присоединяются к нейтрали трехфазной сети класса напряжения 6-35 кВ через трансформаторы с выведенной нейтралью или силовые фильтры нулевой последовательности.

Резистор защитный типа РЗ для сети 6-35 кВ предназначен для защиты сетевого оборудования от перенапряжений, возникающих при однофазных дуговых замыканиях на землю и феррорезонансных явлениях, путем заземления нейтрали в сети с номинальным напряжением 6-35 кВ.

При формировании заказа указывать название резистора в соответствии со схемой и техническими характеристиками.

Структура условного обозначения

РЗ – X – X – X – XX



Пример записи при заказе: РЗ–1000–34–10–УХЛ1

резистор защитный типа РЗ для заземления нейтрали с номинальным сопротивлением $1000 \pm 10\%$ Ом, мощностью 34 кВт, устанавливаемый в сети с номинальным напряжением 10 кВ, климатическое исполнение УХЛ, категория 1 по ГОСТ 15150-69.

Технические характеристики резисторов типа РЗ приведены в таблицах В.1–В.4.

Т а б л и ц а В.1 – Основные технические характеристики резисторов типа РЗ на напряжение 6 кВ

Наименование резистора	R, Ом	P ¹ , кВт	P _{наиб} ² , кВт	I _{ном}	Время работы в режиме ОЗЗ, с
РЗ-300-40-6	300	40	57,6	11,5	длительно
РЗ-400-30-6	400	30	43,2	8,7	длительно
РЗ-500-24-6	500	24	34,6	6,9	длительно
РЗ-600-20-6	600	20	28,8	5,8	длительно
РЗ-700-17-6	700	17	24,5	4,9	длительно
РЗ-800-15-6	800	15	21,6	4,3	длительно
РЗ-1000-12-6	1000	12	17,3	3,5	длительно

Примечания:
1 Мощность резистора при номинальном напряжении сети;
2 Мощность резистора при наибольшем рабочем напряжении сети.

Т а б л и ц а В.2 – Основные технические характеристики резисторов типа РЗ на напряжение 10 кВ

Наименование резистора	R, Ом	P, кВт	P _{наиб} , кВт	I _{ном}	Время работы в режиме ОЗЗ, с
РЗ-400-84-10	400	84	121,0	14,4	длительно
РЗ-500-67-10	500	67	96,5	11,5	длительно
РЗ-600-56-10	600	56	80,6	9,6	длительно
РЗ-700-48-10	700	48	69,1	8,2	длительно
РЗ-800-42-10	800	42	60,5	7,2	длительно
РЗ-1000-34-10	1000	34	49,0	5,8	длительно
РЗ-1200-28-10	1200	28	40,3	4,8	длительно
РЗ-1500-22-10	1500	22	31,7	3,8	длительно

Т а б л и ц а В.3 – Основные технические характеристики резисторов типа РЗ на напряжение 15 кВ

Наименование резистора	R, Ом	P, кВт	P _{наиб} , кВт	I _{ном}	Время работы в режиме ОЗЗ, с
РЗ-600-125-15	600	125	170	14,4	длительно
РЗ-700-107-15	700	107	146	12,4	длительно
РЗ-800-94-15	800	94	128	10,8	длительно
РЗ-900-83-15	900	83	113	9,6	длительно
РЗ-1000-75-15	1000	75	102	8,7	длительно
РЗ-1200-62-15	1200	62	85	7,2	длительно
РЗ-1500-50-15	1500	50	68	5,8	длительно
РЗ-2000-38-15	2000	38	51	4,3	длительно

Т а б л и ц а В.4 – Основные технические характеристики резисторов типа РЗ на напряжение 35 кВ

Наименование резистора	R, Ом	P, кВт	P _{наиб} , кВт	I _{ном}	Время работы в режиме ОЗЗ, с
РЗ-3000-136-35	3000	136	195,8	6,7	длительно
РЗ-4000-102-35	4000	102	146,9	5,1	длительно
РЗ-6000-68-35	6000	68	97,9	3,4	длительно
РЗ-7000-58-35	7000	58	83,5	2,9	длительно
РЗ-8000-51-35	8000	51	73,4	2,5	длительно

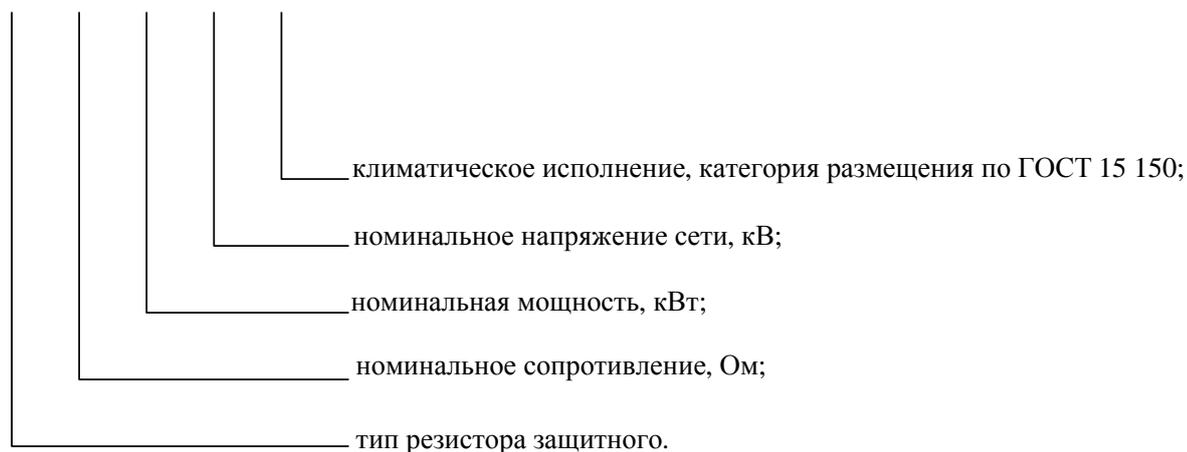
В.2 Низкоомные резисторы типа

Резисторы защитные типа РЗ, предназначенные для заземления нейтрали сетей 6-35 кВ с целью обеспечения селективной работы релейной защиты, а также ограничения перенапряжений при однофазных дуговых замыканиях и устранения феррорезонансных явлений. Климатическое исполнение: УХЛ категория 1, 2 или 3 по ГОСТ 15150-69. Время работы в режиме однофазного замыкания на землю для всех низкоомных резисторов – не ниже 10 секунд.

Низкоомные резисторы типа РЗ могут быть установлены в составе комплектных устройств низкоомного резистивного заземления нейтрали типа КРЗН, приведенных на рисунке В.3 (в состав КРЗН входит корпус, нейтралеобразующий трансформатор, трансформатор тока, разъединитель и резистор типа РЗ).

Структура условного обозначения резистора для заземления нейтрали:

РЗ – X – X – X – XX



Пример записи при заказе: РЗ-40-833-10-УХЛЗ

резистор защитный типа РЗ для заземления нейтрали с номинальным сопротивлением $40 \pm 10\%$ Ом, устанавливаемый в сети с номинальным напряжением 10 кВ, климатическое исполнение УХЛ, категория 3 по ГОСТ 15150-69.

Технические характеристики резисторов типа РЗ приведены в таблицах В.5–В.8.

Т а б л и ц а В.5 – Основные технические характеристики резисторов типа РЗ на напряжение 6 кВ

Наименование резистора	R, Ом	P, кВт	P _{наиб} , кВт	I _{ном}	Время работы в режиме ОЗЗ, с
РЗ-15-800-6	15	800	1152,0	230,9	10
РЗ-20-600-6	20	600	864,0	173,2	10
РЗ-30-400-6	30	400	576,0	115,5	10
РЗ-40-300-6	40	300	432,0	86,6	10
РЗ-50-240-6	50	240	345,6	69,3	10

Т а б л и ц а В.6 – Основные технические характеристики резисторов типа РЗ на напряжение 10 кВ

Наименование резистора	R, Ом	P, кВт	P _{наиб} , кВт	I _{ном}	Время работы в режиме ОЗЗ, с
РЗ-20-1667-10	20	1667	2400,0	288,7	10
РЗ-30-1111-10	30	1111	1600,0	192,5	10
РЗ-40-833-10	40	833	1200,0	144,3	10
РЗ-50-667-10	50	667	960,0	115,5	10
РЗ-100-333-10	100	333	480,0	57,7	10

Т а б л и ц а В.7 – Основные технические характеристики резисторов типа РЗ на напряжение 20 кВ

Наименование резистора	R, Ом	P, кВт	P _{наиб} , кВт	I _{ном}	Время работы в режиме ОЗЗ, с
РЗ-12-1667-20	12	11111	16000,0	962,3	10
РЗ-16-1111-20	16	8333	12000,0	721,7	10
РЗ-20-833-20	20	6667	9600,0	577,4	10
РЗ-24-667-20	24	5556	8000,0	481,1	10
РЗ-29-333-20	29	4598	6620,7	398,2	10

Т а б л и ц а В.8 – Основные технические характеристики резисторов типа РЗ на напряжение 35 кВ

Наименование резистора	R, Ом	P, кВт	P _{наиб} , кВт	I _{ном}	Время работы в режиме ОЗЗ, с
РЗ-200-2042-35	200	2042	2940,0	101,0	10
РЗ-400-1021-35	400	1021	1470,0	50,5	10

Реализация резистивного заземления нейтрали в сетях 6-10 кВ, в которых нейтральная точка отсутствует, может быть достигнута установкой комплектных устройств резистивного заземления нейтрали типа КРЗН.

Устройство резистивного заземления нейтрали КРЗН представляет собой шкаф из нержавеющей стали, в котором размещены сухой нейтралеобразующий трансформатор, низкоомный резистор и трансформатор тока типа ТОЛ. Ввод напряжения на устройство может быть выполнен кабелем или шиной, как сверху, так и снизу, и определяется проектом. Устройство резистивного заземления нейтрали КРЗН подключается к сети через линейную ячейку КРУ 6-10 кВ со стандартным набором релейных защит (ТО, МТЗ, защита от замыканий на землю, защита от перегрузки трансформатора).

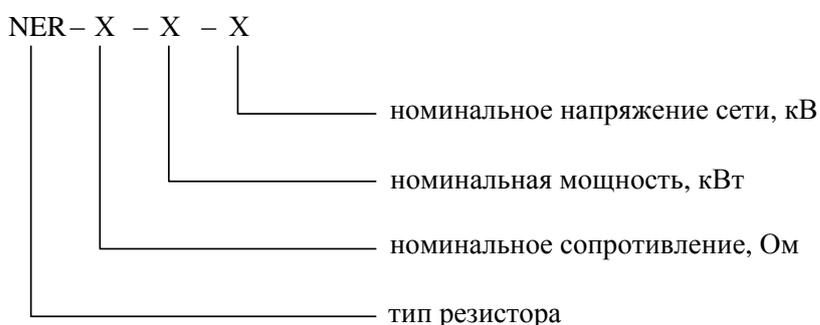
В.3 Резисторы типа **NER 6-35 кВ**

Резисторы для заземления нейтрали предназначены для соединения нейтральной точки обмоток 3-35 кВ трансформатора (нейтрали сети) с землей; используются в сетях 3-35 кВ для ограничения перенапряжений при однофазных замыканиях на землю и обеспечения селективной и надежной работы релейных защит от однофазных замыканий на землю.

Типовая серия резисторов:

- номинальное напряжение сети 6, 10, 15, 20, 35 кВ;
- номинальный ток от 1 до 2000 А (в том числе нестандартные значения по заказу потребителя);
- время работы в режиме с однофазным замыканием в сети от нескольких секунд до неограниченно длительного;
- диапазон рабочих температур от -60°C до +40°C;
- исполнение для наружной установки;
- высота установки над уровнем моря не более 1000 м.

Расшифровка обозначения резисторов:



Технические характеристики высокоомных резисторов типа NER приведены в таблицах В.9-В.11. Технические характеристики низкоомных резисторов типа NER приведены в таблицах В.12-В.15.

Т а б л и ц а В.9– Высокоомные резисторы для заземления нейтрали сетей 6 кВ

Тип резистора	Номинальное активное сопротивление, Ом	Номинальная мощность, кВт	Номинальный ток резистора, А	Допустимое время протекания номинального тока, с
NER-300-40-6	300	40	11,5	длительно
NER-500-24-6	500	24	7	длительно
NER-700-18-6	700	18	5	длительно
NER-1000-12-6	1000	12	3,5	длительно
NER-1700-7-6	1700	7	2	длительно
NER-2000-6-6	2000	6	1,7	длительно

Т а б л и ц а В.10– Высокоомные резисторы для заземления нейтрали сетей 10, 15 кВ

Тип резистора	Номинальное активное сопротивление, Ом	Номинальная мощность, кВт	Номинальный ток резистора, А	Допустимое время протекания номинального тока, с
NER-500-67-10	500	67	11,5	длительно
NER-800-42-10	800	42	7	длительно
NER-1000-34-10	1000	34	5,8	длительно
NER-3000-12-10	3000	12	2	длительно

Т а б л и ц а В.11–Высокоомные резисторы для заземления нейтрали сетей 35 кВ

Тип резистора	Номинальное активное сопротивление, Ом	Номинальная мощность, кВт	Номинальный ток резистора, А	Допустимое время протекания номинального тока, с
NER-1000-408-35	1000	408	20	длительно
NER-2000-204-35	2000	204	10	длительно
NER-3000-136-35	3000	136	6,7	длительно
NER-4000-102-35	4000	102	5	длительно
NER-8000-51-35	8000	51	2,5	длительно

Т а б л и ц а В.12 –Низкоомные резисторы для заземления нейтрали сетей 6 кВ

Тип резистора	Номинальное активное сопротивление, Ом	Номинальная мощность, кВт	Номинальный ток резистора, А	Допустимое время протекания номинального тока, с
NER-9-1440-6	9	1440	400	5 (10)
NER-18-727-6	18	727	200	5 (10)
NER-36-363-6	36	363	100	5 (10)
NER-91-146-6	91	146	40	5 (10)

Т а б л и ц а В.13 – Низкоомные резисторы для заземления нейтрали сетей 10 кВ

Тип резистора	Номинальное активное сопротивление, Ом	Номинальная мощность, кВт	Номинальный ток резистора, А	Допустимое время протекания номинального тока, с
NER-14,4-2310-10	14,4	2310	400	5 (10)
NER-29-1160-10	29	1160	200	5 (10)
NER-58-580-10	58	580	100	5 (10)
NER-150-240-10	150	240	40	5 (10)

Т а б л и ц а В.14 – Низкоомные резисторы для заземления нейтрали сетей 20 кВ

Тип резистора	Номинальное активное сопротивление, Ом	Номинальная мощность, кВт	Номинальный ток резистора, А	Допустимое время протекания номинального тока, с
NER-11,5-11500-20	11,5	11500	1000	5 (10)
NER-23-5750-20	23	5750	500	5 (10)
NER-58-2320-20	58	2320	200	5 (10)

Т а б л и ц а В.15 – Низкоомные резисторы для заземления нейтрали сетей 35 кВ

Тип резистора	Номинальное активное сопротивление, Ом	Номинальная мощность, кВт	Номинальный ток резистора, А	Допустимое время протекания номинального тока, с
NER-50-8000-35	50	8000	400	5 (10)
NER-100-4000-35	100	4000	200	5 (10)
NER-200-2000-35	200	2000	100	5 (10)

Реализация резистивного заземления нейтрали в сетях 6-10 кВ, в которых нейтральная точка отсутствует (обмотки 6-10 кВ силового питающего трансформатора соединены в треугольник) может быть достигнута установкой комплектных устройств резистивного заземления нейтрали типа NERC.

Устройство резистивного заземления нейтрали NERC представляет собой шкаф из нержавеющей стали, в котором размещены трансформатор вывода нейтрали (фильтр нулевой последовательности с обмотками 6-10 кВ с сухой изоляцией, соединенными в зигзаг), высоковольтный резистор и трансформатор тока. Шкаф имеет съемные опорные катки для перемещения. Ввод кабеля в шкаф выполняется снизу через сальники (возможно другое исполнение).

Устройство резистивного заземления нейтрали NERC подключается к сети через линейную ячейку КРУ 6-10 кВ со стандартным набором релейных защит (МТЗ, отсечка, защита от замыканий на землю).

Приложение Г

(справочное)

Технические характеристики дугогасящих реакторов. Устройства автоматического регулирования тока дугогасящих реакторов

Г.1 Плунжерные дугогасящие реакторы

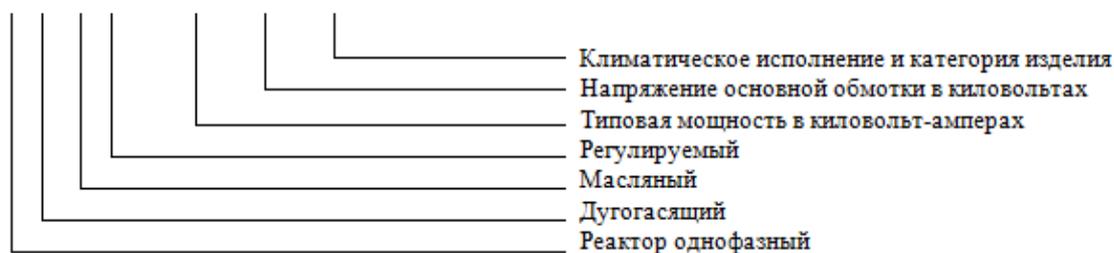
Дугогасящие реакторы типа РДМР

Реакторы предназначены для нормальных условий работы:

- окружающая среда не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли;
- высота установки над уровнем моря не более 1000 м;
- климатическое исполнение У1 по ГОСТ 15150-69;
- температура окружающей среды от минус 45°С до плюс 40°С;
- реакторы не предназначены для работы в условиях тряски, вибраций, ударов, в химически активной среде.
- система охлаждения реакторов – естественная циркуляция воздуха и масла.

Структура условного обозначения реакторов:

РДМР – XXX/ X – У1



Пример записи обозначения реактора при его заказе и в документации другого изделия: Реактор РДМР-485/10-У1

Типы и основные параметры реакторов РДМР приведены в таблицах Г.1-Г.4.

При максимальном токе и максимально допустимой температуре окружающей среды реактор рассчитан на трехчасовой режим работы.

Полные массы реакторов, а также массы отдельных частей приведены в таблице Г.5. Габаритные размеры реактора типа РДМР приведены на рисунках Г.1-Г.4

Т а б л и ц а Г.1 – Типы и основные параметры плунжерных реакторов РДМР на класс напряжения 6 кВ

Наименование параметра	Тип реактора								
	РДМР-100/6	РДМР-190/6	РДМР-300/6	РДМР-360/6	РДМР-440/6	РДМР-490/6	РДМР-550/6	РДМР-760/6	РДМР-950/6
Номинальное напряжение основной обмотки, В	6300/√3							6600/√3	
Максимальное допустимое напряжение основной обмотки, В	7200/√3								
Пределы регулирования тока, А	3–30	5–50	5–80	5–100	6–120	7–135	8–150	12–200	15–250
Напряжение сигнальной обмотки, А	100								
Ток сигнальной обмотки, А	10								
Напряжение обмотки управления, В	220*								
Ток обмотки управления, А	40*								
Исполнение бака реактора	4	4	1	1	1	1	1	2	2
Примечания									
1 Допуск на пределы регулирования тока ± 5%									
2 Допуск на напряжение сигнальной обмотки и обмотки управления ± 10%									
3 *По специальному заказу реактор может быть изготовлен с дополнительной обмоткой (напряжение 500 В, номинальный ток 250 А), предназначенной для кратковременного подключения низковольтного резистора									

Т а б л и ц а Г.2 – Типы и основные параметры плунжерных реакторов РДМР на класс напряжения 10 кВ

Наименование параметра	Тип реактора							
	РДМР-190/10	РДМР-300/10	РДМР-485/10	РДМР-610/10	РДМР-730/10	РДМР-820/10	РДМР-860/10	РДМР-950/10
Номинальное напряжение основной обмотки, В	10500/√3						11000/√3	
Максимальное допустимое напряжение основной обмотки, В	12000/√3							
Пределы регулирования тока, А (трёхчасовой режим работы)	3–30	3–50	5–80	5–90 (5-100)	6–95 (6-120)	7–105 (7-135)	8–135	10–150
Напряжение сигнальной обмотки, А	100							
Ток сигнальной обмотки, А	10							
Напряжение обмотки управления, В	220*							
Ток обмотки управления, А	40*							
Исполнение бака реактора	4	1	1	1	1	1	2	2

Т а б л и ц а Г.3 – Типы и основные параметры плунжерных реакторов РДМР большой мощности на класс напряжения 6, 10 кВ

Наименование параметра	Тип реактора				
	РДМР-1100/6	РДМР-1900/6	РДМР-1300/10	РДМР-1600/10	РДМР-2000/10
Номинальное напряжение основной обмотки, В	6600/√3	6600/√3	11000/√3	11000/√3	11000/√3
Максимальное допустимое напряжение основной обмотки, В	12000/√3				
Пределы регулирования тока, А (трёхчасовой режим работы)	20-300	30-500	12-200	15-250	20-320
Напряжение сигнальной обмотки, А	100				
Ток сигнальной обмотки, А	10				
Напряжение обмотки управления, В	220*				
Ток обмотки управления, А	40*				
Исполнение бака реактора	3				

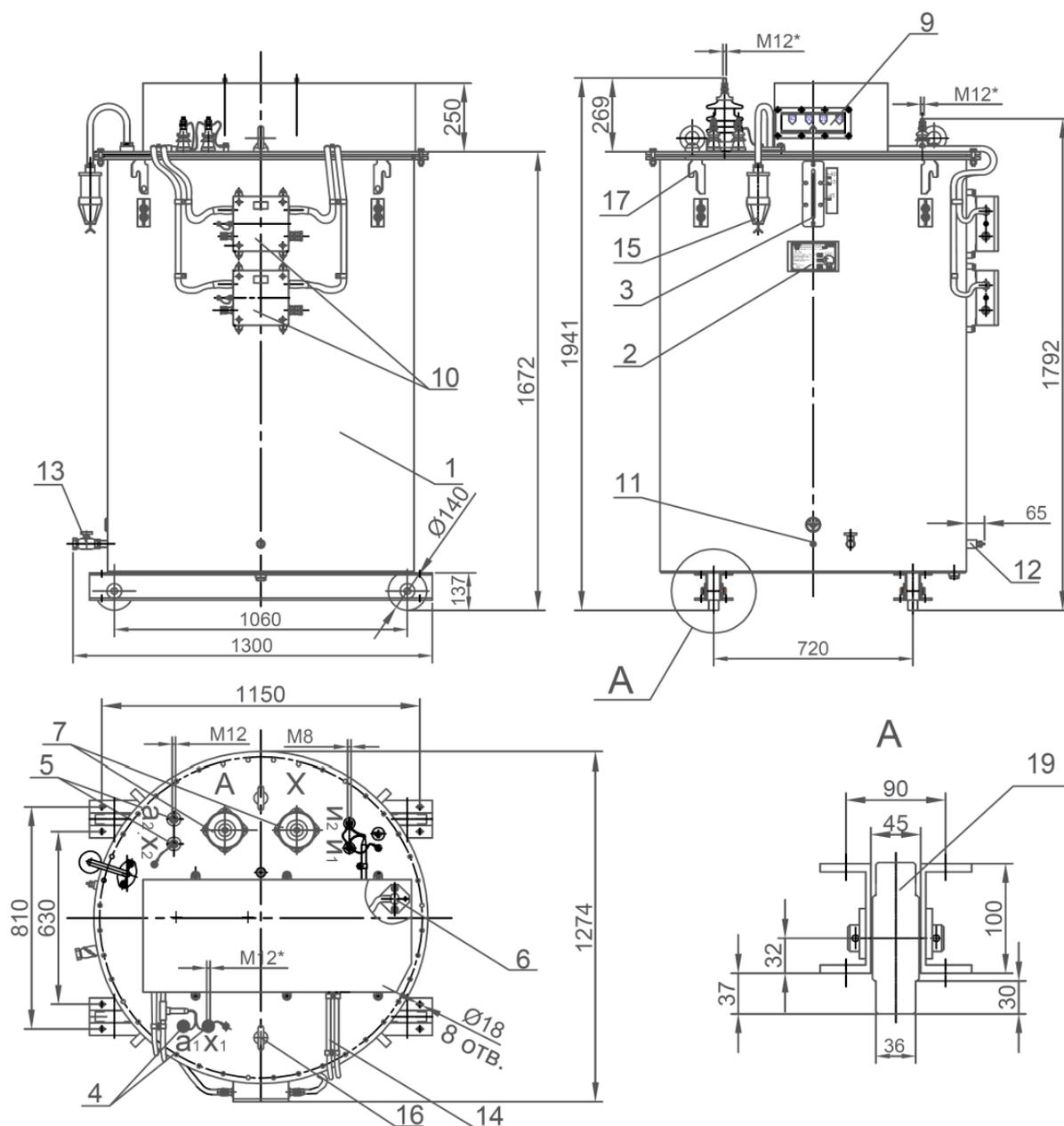
Т а б л и ц а Г.4 – Типы и основные параметры плунжерных реакторов РДМР на класс напряжения 13,8 кВ и 20 кВ

Наименование параметра	Тип реактора	
	РДМР-320/13,8	РДМР-850/20
Номинальное напряжение основной обмотки, В	13800/√3	21000/√3
Максимальное допустимое напряжение основной обмотки, В	15000/√3	24000/√3
Пределы регулирования тока, А (трёхчасовой режим работы)	3-40	5-64 (5-70)
Напряжение сигнальной обмотки, А	100	
Ток сигнальной обмотки, А	10	
Напряжение обмотки управления, В	220*	
Ток обмотки управления, А	40*	
Исполнение бака реактора	1	2

Т а б л и ц а Г.5 – Массы плунжерных дугогасящих реакторов РДМР

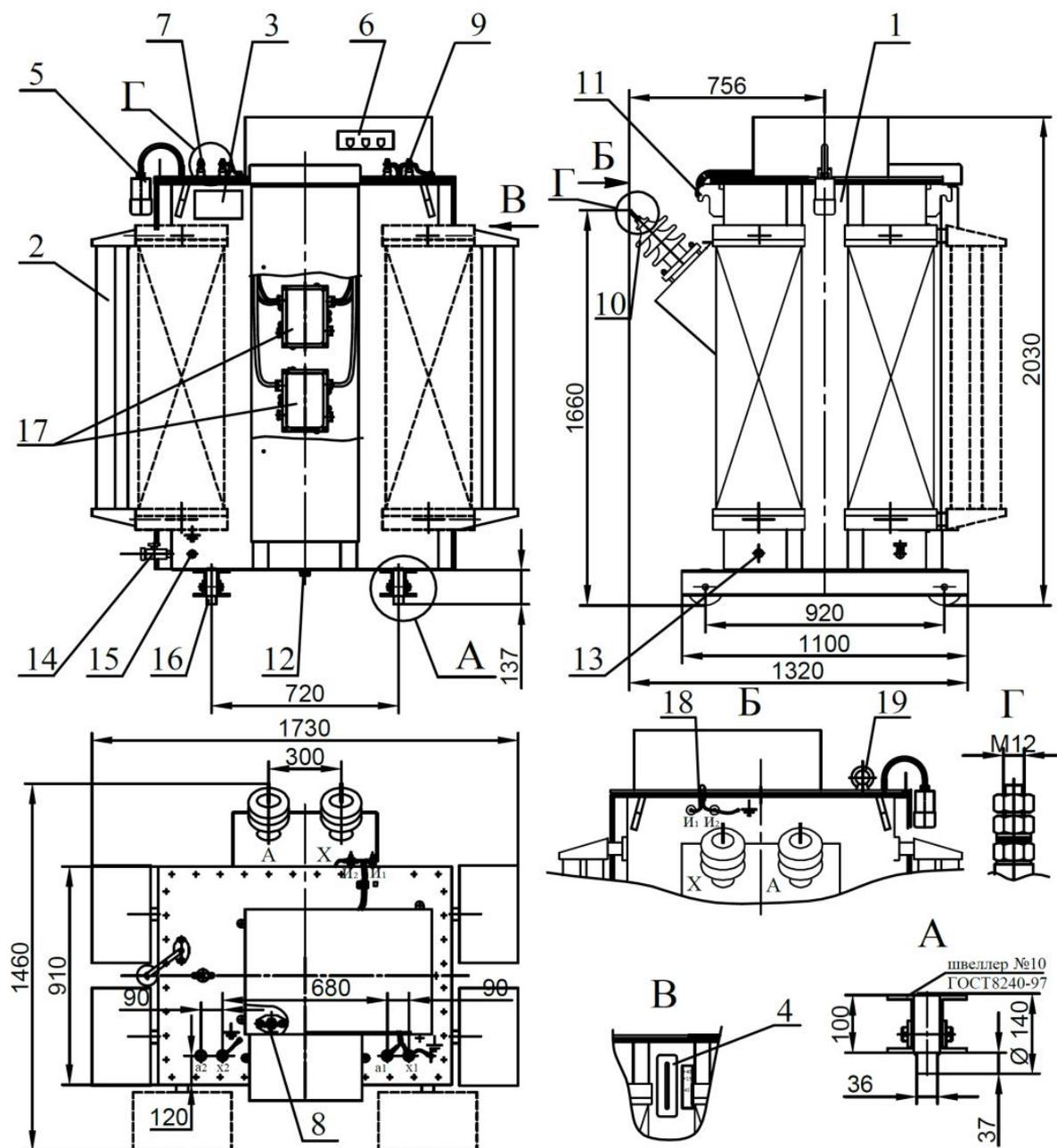
Тип ДГР	Масса масла, кг	Масса полная, кг
РДМР-300/6	995	2730
РДМР-300/10	995	2710
РДМР-320/13,8	995	3220
РДМР-360/6	995	2730
РДМР-440/6	995	2750
РДМР-485/10	995	2760
РДМР-490/6	995	2760
РДМР-550/6	995	2780
РДМР-610/10	995	2860
РДМР-730/10	995	2930
РДМР-820/10	995	2970
РДМР-760/6	920	3470
РДМР-860/10	934	3470
РДМР-950/6	935	3650
РДМР-950/10	964	3670
РДМР-850/20	934	3480
РДМР-1100/6	1048	4710
РДМР-1300/10	1048	4790
РДМР-1600/10	1092	4990
РДМР-1900/6	1136	5200
РДМР-2000/10	1136	5270
РДМР-100/6	676	2000
РДМР-190/6	676	2020
РДМР-190/10	676	2030

Примечание – Предельные отклонения на полную массу не более $\pm 10\%$.



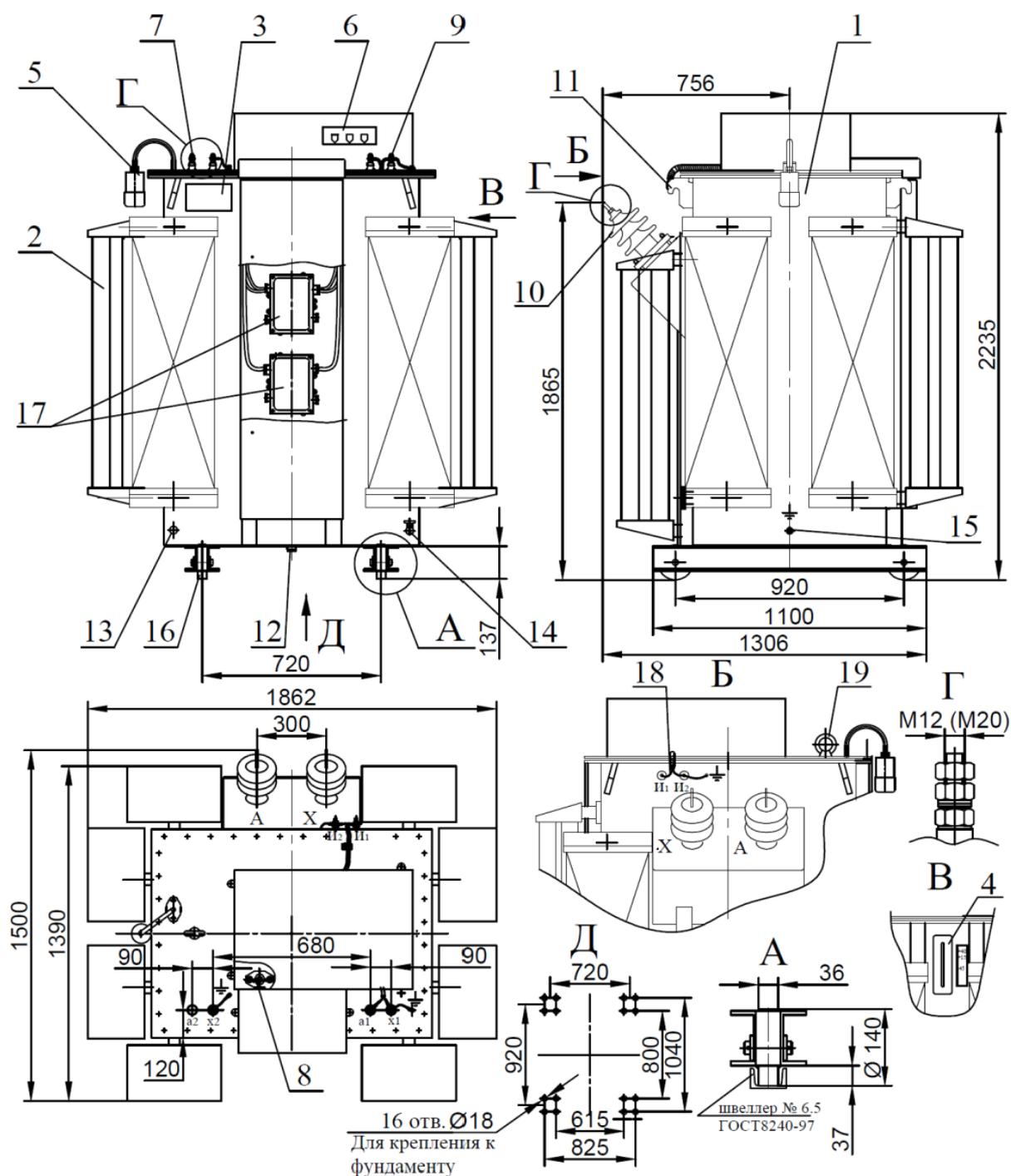
1- бак; 2- табличка; 3- маслоуказатель; 4- вводы сигнальной обмотки; 5- вводы обмотки управления; 6- датчик термометра; 7- вводы ВН; 8- вводы трансформатора тока; 9- токоуказатель; 10- клемные коробки; 11- болт М12 заземления реактора; 12- пробоотборная точка; 13- кран слива масла, Ду = 1"; 14- разводка кабеля в металлорукаве; 15- воздухоосушитель; 16- рым-гайка для поднятия активной (выемной) части; 17- крюка для подъема реактора с маслом; 19- колеса для перекачивания реактора; 20- термометр.

Рисунок Г.1 – Габаритные размеры линейки плунжерных реакторов РДМР в баке исполнения 1



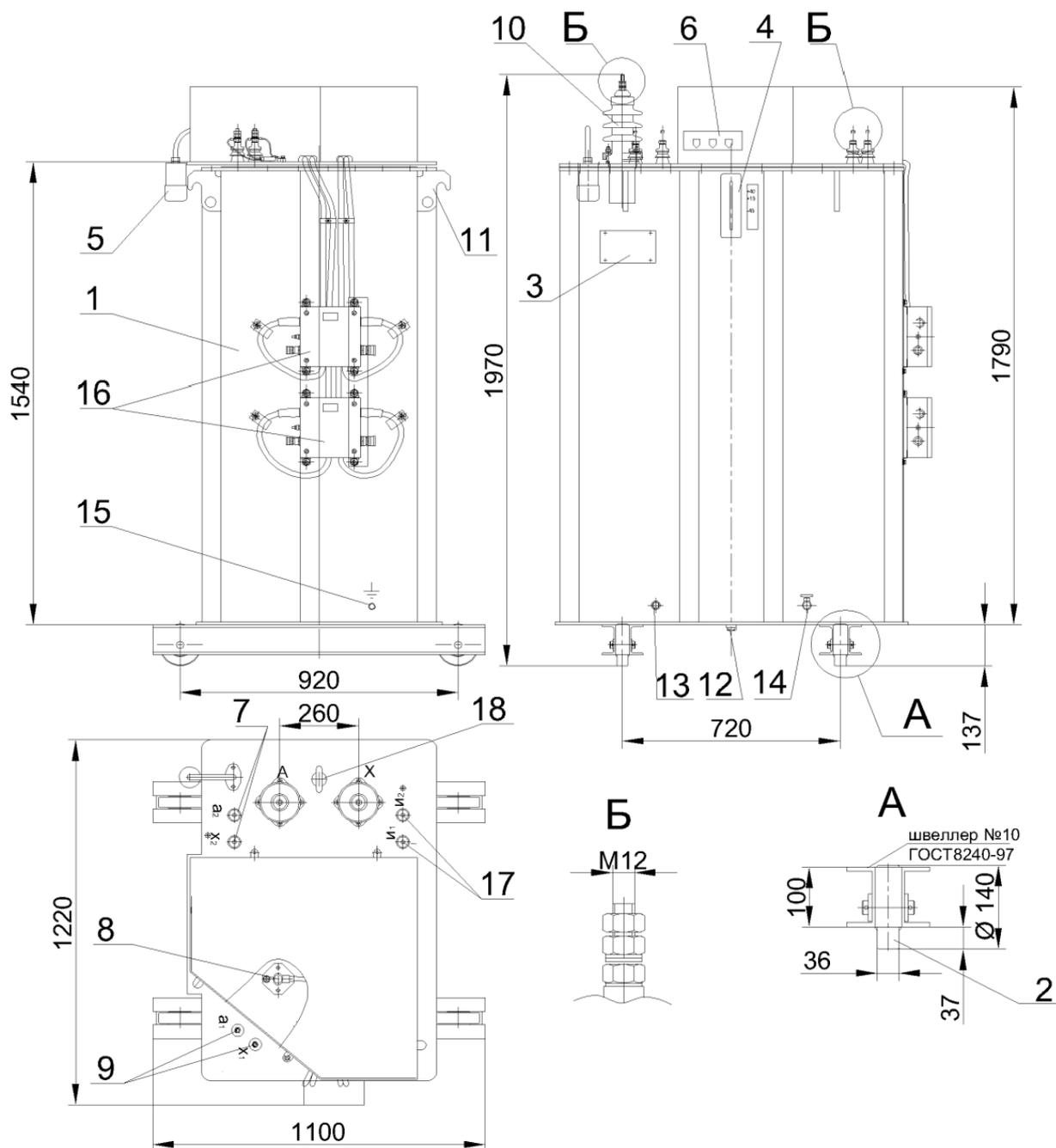
1-бак; 2-радиатор; 3-табличка; 4-маслоуказатель; 5-воздухоосушитель; 6-токоуказатель; 7-вводы обмотки управления смещением нейтрали; 8-термодатчик; 9-вводы сигнальной обмотки; 10-вводы ВН; 11-крюк для подъема реактора; 12-сливная пробка; 13-пробоотборная точка; 14-кран слива масла; 15-место заземления реактора; 16- колеса; 17-клемные коробки; 18-вводы трансформатора тока; 19-рым болт для поднятия активной части .

Рисунок Г.2 – Габаритные размеры линейки плунжерных реакторов РДМР в баке исполнения 2



1-бак; 2-радиатор; 3-табличка; 4-маслоуказатель; 5-воздухоосушитель; 6-токоуказатель; 7-вводы обмотки управления; 8-термодатчик; 9-вводы сигнальной обмотки; 10-вводы ВН; 11-крюк для подъема реактора; 12-сливная пробка; 13-пробоотборная точка; 14-кран слива масла; 15-место заземления реактора; 16- колеса; 17-клемные коробки; 18-вводы трансформатора тока; 19-рым болт для поднятия активной части.

Рисунок Г.3 – Габаритные размеры линейки плунжерных реакторов РДМР в баке исполнения 3



1-бак; 2-колеса; 3-табличка; 4-маслоуказатель; 5-воздухоосушитель; 6-токоуказатель; 7-вводы обмотки управления; 8-термодатчик; 9-вводы сигнальной обмотки; 10-вводы ВН; 11-крюк для подъема реактора; 12-сливная пробка; 13-пробоотборная точка; 14-кран слива масла; 15-место заземления реактора; 16-клеммные коробки; 17-вводы трансформатора тока; 18-рым болт для поднятия активной части.

Рисунок Г.4 – Габаритные размеры линейки плунжерных реакторов РДМР в баке исполнения 4

Дугогасящие реакторы типа РЗДПОМА

Реакторы типа РЗДПОМА предназначены для заземления нейтрали электрических сетей с номинальным напряжением 6–35 кВ, диапазон регулирования токов от 5 до 350 А.

Структура условного обозначения реакторов:



Типы и основные параметры реакторов РЗДПОМА приведены в таблице Г.6.

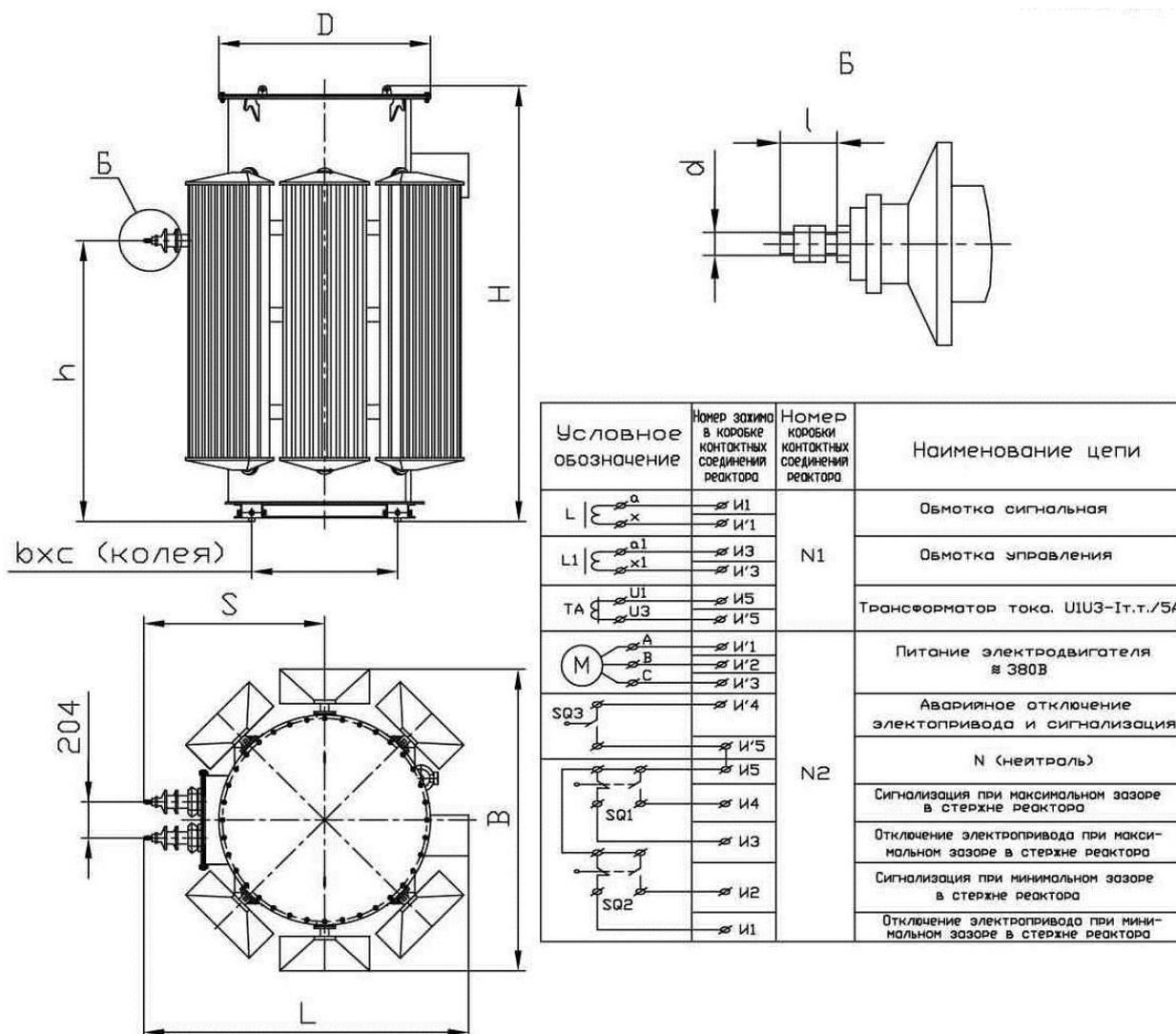
Габаритные размеры реактора типа РЗДПОМА приведены на рисунке Г.5

Т а б л и ц а Г.6 – Типы и основные параметры плунжерных реакторов РЗДПОМА

Тип	Номинальное напряжение реактора, кВ	Напряжение сигнальной обмотки, В	Предельные токи реактора, А	Масса, кг	Длина(L) x ширина(B) x высота(H), мм
РЗДПОМА-120/6У1	6,6/√3	100	26,2–5,2	1510	1205x1120x1770
РЗДПОМА-190/10У1	11/√3		25,0–5,0	1505	1205x1120x1770
РЗДПОМА-700/35У1	38,5/√3		28,4–5,7	3490	1700x1610x2130
РЗДПОМА-800/35У1	38,5/√3		36,0–7,0	3520	1700x1610x2130

Окончание таблицы Г.6

Тип	Номинальное напряжение реактора, кВ	Напряжение сигнальной обмотки, В	Напряжение обмотки управления, В	Предельные токи реактора, А	Масса, кг	Длина(L) x ширина(B) x высота(H), мм
РЗДПОМА-300/6 У1	6,6/√3	100	220	80,0–5,0	3645	1880x1660x2460
РЗДПОМА-500/6У1	6.6/√3			135,0–10,0	3950	1752x1670x2360
РЗДПОМА-950/6 У1	6,6/√3			250,0–15,0	4925	1827x1710x2470
РЗДПОМА-1200/6 У1	6,6/√3			320,0–30,0	4965	1920x1765x2210
РЗДПОМА-500/10У1	11/√3			80,0–5,0	3675	1880x1660x2460
РЗДПОМА-860/10У1	11/√3			135,0–10,0	3980	1752x1670x2360
РЗДПОМА-1600/10У1	11/√3			250,0–15,0	4990	1827x1710x2470
РЗДПОМА-2000/10У1	11/√3			320,0–30,0	5104	1951x1792x2190
РЗДПОМА-500/15У1	15/√3			58,0 – 5,0	3644	1935x1660x2460
РЗДПОМА-1000/35У1	38,5/√3			45,0 – 5,0	4730	2008x1778x2470



Тип реактора	B,мм	L,мм	H,мм	S,мм	D,мм	h,мм	d,мм	l,мм	бхс,мм	Масса масла,кг	Масса,кг	И.т.,А
РЗДПОМА-300/6 У1	1660	1880	2460	980	1170	1592	M12	40	820x820	1450	3645	150
РЗДПОМА-500/6 У1	1670	1752	2360	977	1118	1591				1255	3950	200
РЗДПОМА-950/6 У1	1710	1827	2470	1017	1190	1590				1550	4925	300
РЗДПОМА-1200/6 У1	1765	1920	2210	1060	1250	1510	M16	52	820x1070	1620	4965	400
РЗДПОМА-500/10 У1	1660	1880	2460	980	1170	1592	M12	40	820x820	1440	3675	150
РЗДПОМА-860/10 У1	1670	1752	2360	977	1118	1591				1250	3980	200
РЗДПОМА-1600/10 У1	1710	1827	2470	1017	1190	1590				1550	4990	300
РЗДПОМА-2000/10 У1	1795	1951	2190	1076	1274	1640	M16	52	820x1070	1675	5104	400

Рисунок Г.5 – Габаритные размеры реакторов типа РЗДПОМА на напряжение 6–10 кВ

Дугогасящие реакторы типа ZTC/ASR

Типовая серия реакторов ZTC и ASR имеет следующие характеристики:

- номинальное напряжение сети 6, 10, 15, 20, 35 кВ;
- номинальная мощность от 100 до 4000 кВА (в том числе нестандартные значения до 8000 кВА по заказу потребителя);
- длительность работы в режиме с однофазным замыканием в сети 24 часа;
- плавное регулирование тока компенсации в диапазоне от 10 до 100% номинального тока;
- диапазон рабочих температур от -45°C до +40°C (при более низких температурах возможно исполнение в контейнере);
- высота установки над уровнем моря не более 1000 м.

Типы и основные параметры реакторов ZTC/ASR приведены в таблицах Г.7–Г.8

Т а б л и ц а Г.7 – Типы и основные параметры плавнорегулируемых автоматических дугогасящих реакторов ZTC/ASR на напряжение 6–10 кВ

Тип реактора	Номинальная мощность реактора, кВА	Номинальное напряжение сети, кВ	Номинальное напряжение реактора, кВ	Диапазон тока компенсации, А
ZTC 50	100	6/10	3,46 / 5,77	3–29 / 2–17
ZTC 50	190	6/10	3,46 / 5,77	5–55 / 3–33
ZTC 250	300	6/10	3,46 / 5,77	9–87 / 5–52
ZTC 250	480	6/10	3,46 / 5,77	14–139 / 8–83
ASR 1.0	840	6/10	3,46 / 5,77	24–243 / 15–145
ASR 1.0	1000	6/10	3,46 / 5,77	29–289 / 17–173
ASR 1.0	1250	6/10	3,46 / 5,77	36–361 / 22–217
ASR 1.6	1520	6/10	3,46 / 5,77	44–439 / 26–263

Т а б л и ц а Г.8 – Типы и основные параметры плавнорегулируемых автоматических дугогасящих реакторов ZTC/ASR на напряжение 35 кВ

Тип реактора	Номинальная мощность реактора, кВА	Номинальное напряжение сети, кВ	Номинальное напряжение реактора, кВ	Диапазон тока компенсации, А
ASR 1.0	1000	35	20,2	4–43
ASR 1.0	1250	35	20,2	5–53
ASR 1.6	1620	35	20,2	7–69
ASR 2.0	2000	35	20,2	8–86
ASR 2.6	2500	35	20,2	10–107
ASR 3.2	3200	35	20,2	14–137
ASR 4.0	4000	35	20,2	17–171

Плавная настройка тока дугогасящего реактора обеспечивается подвижной частью магнитной системы. Плавная настройка выполняется с помощью:

- подвижных сердечников с направляющими гайками;
- главного вала в форме винта;
- моторного привода (который не является частью магнитной системы и установлен на крышке бака). Двигатель и коробка передач обеспечивают вращение главного вала. Главный вал в форме винта перемещает подвижные сердечники, обеспечивая их сближение или удаление. Тем самым достигается плавное изменение воздушного зазора магнитной цепи и соответственно плавное изменение индуктивности реактора (плавная настройка тока).

Габаритные размеры реактора типа ZTC приведены на рисунке Г.6.

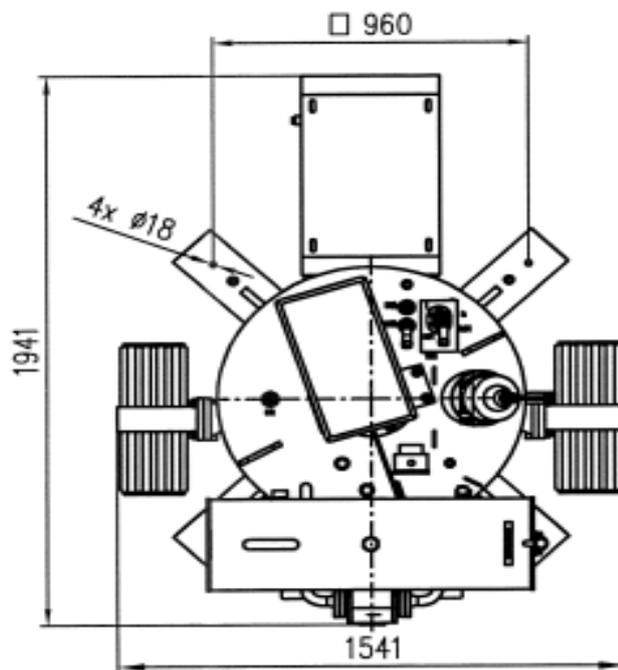
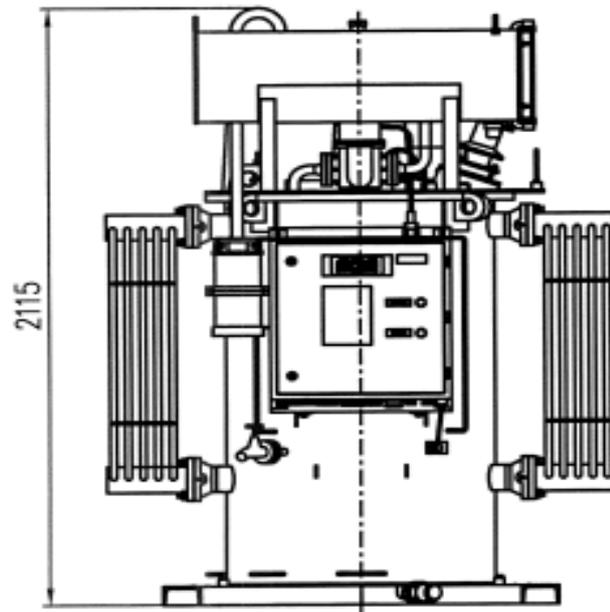


Рисунок Г.6 – Габаритные размеры реактора типа ZTC 250 мощностью 300 кВА на напряжение 6–10 кВ

Дугогасящие реакторы типа END

Типы и основные параметры плунжерных дугогасящих масляных реакторов типа END приведены в таблице Г.9.

Т а б л и ц а Г.9 – Типы и основные параметры реакторов типа END

Тип	Напряжение		
	6,6 кВ	11 кВ	38,5 кВ
	Диапазон регулировки тока, А		
END 6/50/200	5–50	–	–
10/30/200	–	3–30	–
END 6/65/250	6,5–65	–	–
10/40/250	–	4–40	–
6/80/315	8–80	–	–
END 10/50/315	–	5–50	–
35/15/315	–	–	1,5–15
6/105/400	10,5–105	–	–
END 10/65/400	–	6,5–65	–
35/18/400	–	–	1,8–18
6/130/500	13–130	–	–
END 10/80/500	–	8–80	–
35/22/500	–	–	2,2–22
6/165/630	16,5–165	–	–
END 10/100/630	–	10–100	–
35/28/630	–	–	2,8–28
6/210/800	21–210	–	–
END 10/130/800	–	13–130	–
35/35/800	–	–	3,5–35
6/260/1000	26–260	–	–
END 10/160/1000	–	16–160	–
35/45/1000	–	–	4,5–45
END 10/200/1250	–	20–200	–
35/55/1250	–	–	5,5–55
END 10/250/1600	–	25–250	–
35/70/1600	–	–	7–70
END 10/320/2000	–	32–320	–
35/90/2000	–	–	9–90
END 10/400/2500	–	40–400	–
35/110/2500	–	–	11–110
END 35/140/3150	–	–	14–140
END 35/180/4000	–	–	18–180

Г.2 Реакторы дугогасящие комбинированного управления

Реакторы типа РДМКу (Реактор дугогасящий масляный комбинированного управления) и РДСКу (Реактор дугогасящий сухой комбинированного управления) предназначены для компенсации емкостных токов однофазного замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью.

Дугогасящий реактор представляет собой статическую индуктивность (статический реактор). Мощность реактора выбирается заведомо больше ожидаемого емкостного тока сети. Управление происходит за счет изменения эквивалентной емкости (ступеней) конденсаторов, входящий в состав реактора. Шкаф конденсаторов подключается к регулировочной обмотке реактора, дополнительно к данной обмотке имеется возможность подключить управляемые низкоомные резисторы. В зависимости от исполнения шкаф конденсаторов комплектуется от 7 до 8 управляемыми ступенями. Совокупность включенных ступеней позволяет достичь плавное изменение тока реактора, в зависимости от количества ступеней составляет 128 или 256 комбинаций.

Дугогасящий реактор подключается между выведенной нейтралью сети и землей. При отсутствии нейтралеобразующего трансформатора подключения реактора производится с помощью нейтралеобразующего трансформатора или фильтра нулевой последовательности (ФЗГ). Преимущества реакторов РДМКу в отношении РДСКу указаны в таблице Г.10, технические параметры - в таблице Г.11

Т а б л и ц а Г.10 – Основные преимущества реакторов РДМКу и РДСКу

РДМКу	РДСКу
Малое сопротивление токам нулевой последовательности	
Малая величина тока холостого хода	
Быстродействие (по сравнению с плунжерными реакторами)	
	Отсутствие необходимости в маслосборных ямах
	Безопасность
	Минимальный шум

Типовая схема подключения дугогасящих реакторов РДМКу(РДСКу) показана рисунке Г.7.

Т а б л и ц а Г.11 – Технические параметры реакторов

Параметр	РДМКу	РДСКу
Номинальная мощность, кВА	75 ÷ 2000	75 ÷ 850
Номинальное напряжение сети, кВ	6 ÷ 35	6 ÷ 10
Номинальное напряжение сигнальной обмотки, кВ	0,1	0,1
Номинальное напряжение обмотки управления, кВ	0,5 / 1,0	0,5 / 1,0
Режим работы в момент ОЗЗ	До 6 часов	До 6 часов (до 24 часов)
Принцип управления	Конденсаторное регулирование	Конденсаторное регулирование
Система охлаждения	Естественное масляное	Естественное воздушное
Категория размещения	У1, УХЛ1	
Примечание – Технические параметры, отличающиеся от стандартных предложений предварительно согласовать с заводом-изготовителем.		

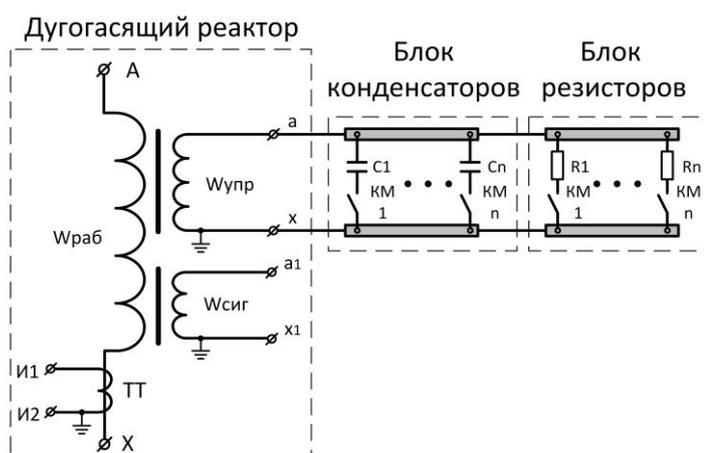


Рисунок Г.7 – Типовая схема подключения дугогасящих реакторов РДМКу(РДСКу)

Габаритные размеры и весовые характеристики реакторов типа РДМКу(РДСКу) приведены в таблице Г.12 (Г.13), общий вид – на рисунке Г.8(Г.9).

Т а б л и ц а Г.12 – Габаритные размеры и весовые характеристики реакторов типа РДМКу

Тип реактора	Номинальная мощность, кВА	Диапазон регулирования, А	Масса масла, кг	Полная масса, кг	Габаритные размеры (ВхLхН), мм
РДМКу-75/6	75	1-21	210	798	800x1000x1410
РДМКу-75/10		1-12,5	240	875	1520x1000x1410
РДМКу-125/6	125	1-35	350	1095	860x1040x1474
РДМКу-125/10		1-21	395	1140	1560x1040x1474
РДМКу-200/6	200	2-55	357	1124	1040x912x1556
РДМКу-200/10		2-33	405	1220	1040x1612x1556
РДМКу-300/6	300	2-83	357	1254	1040x912x1556
РДМКу-300/10		2-50	405	1220	
РДМКу-300/20		2-26	380	1280	1140x1112x1706
РДМКу-300/35	2-15	440	1281		
РДМКу-500/6	500	5-140	410	1400	1600x948x1570
РДМКу-500/10		5-83	475	1490	1700x1038x1720
РДМКу-500/20		5-43,5	440	1430	
РДМКу-500/35	5-25	515	1530		
РДМКу-600/6	600	5-165	475	1585	1650x966,5x1570
РДМКу-600/10		5-100	520	1684	1750x1066x1720
РДМКу-600/20		5-52	515	1615	
РДМКу-600/35	5-30	560	1719		
РДМКу-800/6	800	5-225	525	1745	1685x992x1700
РДМКу-800/10		5-133	570	1844	1785x1092x1720
РДМКу-800/20		5-69,5	580	1775	
РДМКу-800/35	5-40	610	1884		
РДМКу-1000/6	1000	5-275	615	2100	1750x1230x1980
РДМКу-1000/10		5-165	668	2215	1850x1330x2130
РДМКу-1000/20		5-87	645	2130	
РДМКу-1000/35	5-49,5	708	2255		
РДМКу-1250/6	1250	5-350	735	2425	1900x1400x1765
РДМКу-1250/10		5-208	750	2440	2050x1740x1765
РДМКу-1250/20		5-108,5	760	2450	
РДМКу-1250/35	5-62	780	2470		
РДМКу-1520/6	1520	5-420	860	2880	1540x1810x1765
РДМКу-1520/10		5-251	908	2930	1545x1825x2410
РДМКу-1520/20		5-132	980	3400	
РДМКу-1520/35	5-75,5	1050	3600		
РДМКу-2000/6	2000	5-550	1010	3480	1950x1850x1855
РДМКу-2000/10		5-330	1030	3502	2200x1910x1855
РДМКу-2000/20		5-173,5	1040	3512	
РДМКу-2000/35	5-99	1062	3532		

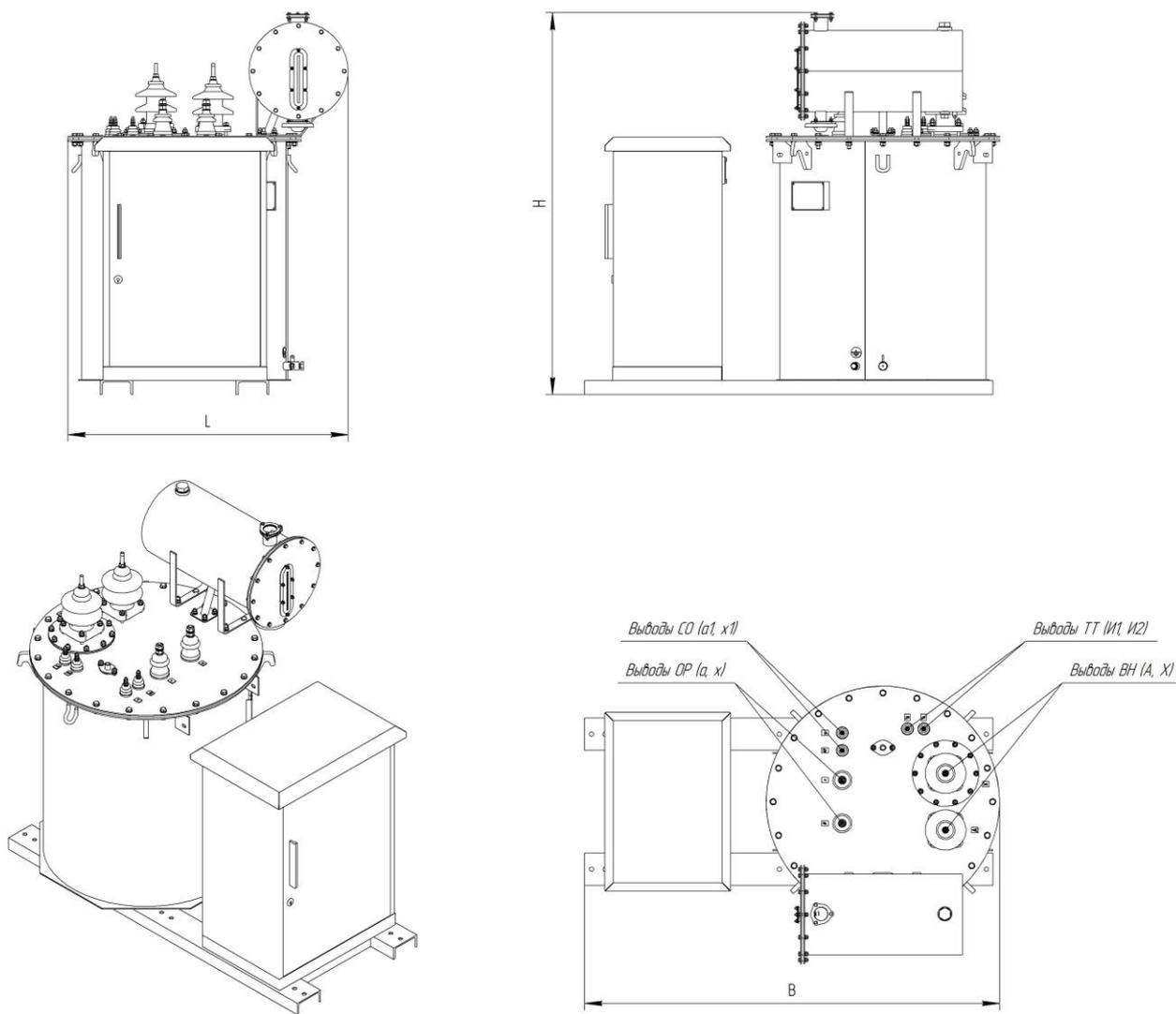


Рисунок Г.8 – Общий вид дугогасящих реакторов типа РДМКу

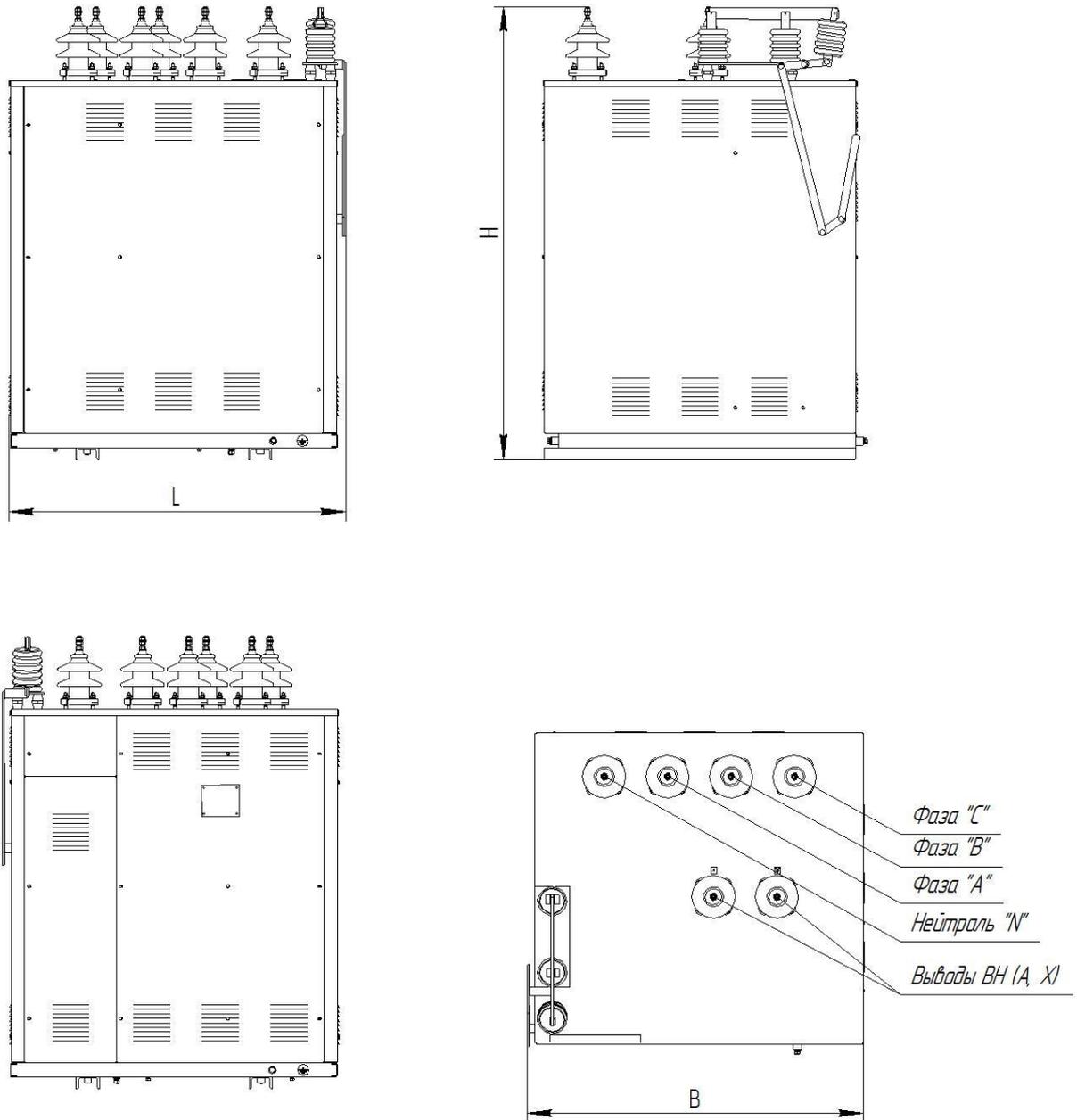


Рисунок Г.9 – Общий вид дугогасящих реакторов типа РДСКу

Т а б л и ц а Г.13 – Габаритные размеры и весовые характеристики реакторов типа РДСКу

Тип реактора	Номинальная мощность, кВА	Диапазон регулирования, А	Полная масса, кг	Габаритные размеры (ВxLxH), мм
РДСКу-75/6 РДСКу-75/10	75	1-21 1-12.5	1000	574x650x1072
РДСКу-125/6 РДСКу-125/10	125	1-35 1-21	1100	574x650x1072
РДСКу-200/6 РДСКу-200/10	200	2-55 2-33	1180	574x650x1072
РДСКу-300/6 РДСКу-300/10	300	2-83 2-50	1300	574x950x1172
РДСКу-400/6 РДСКу-400/10	400	2-109 2-65	1380	574x950x1172
РДСКу-500/6 РДСКу-500/10	500	5-137 5-82	1500	574x950x1172
РДСКу-650/6 РДСКу-650/10	650	5-178 5-107	1610	574x950x1172
РДСКу-850/6 РДСКу-850/10	850	5-233 5-140	1900	574x950x1542

Г.3 Автоматика управления ДГР различных производителей

Большинство находящихся в эксплуатации автоматических регуляторов ДГР используют экстремальный и фазовый принципы управления (МИРК-5, REG-DP, EFC-50), которые, в силу зависимости фазовой характеристики от параметров небаланса элементов сети, не способны поддерживать в сети заданный режим компенсации емкостных токов без применения специальных мер по искусственному смещению нейтрали. Это достигается с помощью дополнительного высоковольтного конденсатора (МИРК-5), нейтралеобразующего трансформатора с изменяемым коэффициентом трансформации по одной фазе (ТМПС-6(10) кВ и УАРК-105). При этом несколько нарушается симметрия фазных напряжений. Корректная работа регулятора на фазовом/амплитудном принципе может быть обеспечена с помощью устройства кратковременного возбуждения нейтрали (поставляется опционально с УАРК-105).

В качестве параметра по управлению целесообразно использовать как первичные параметры КНП – измеренные значения индуктивности реактора, фазной емкости относительно земли и сопротивления потерь (ШЭА1002), так и частоту собственных колебаний КНП, полученную по результатам «отклика» сети после инъекции «тестового» сигнала в нейтраль через обмотку управления ДГР (Бреслер-0107.060). Принцип определения ожидаемого емкостного тока заключается в вычислении его значения с использованием известной величины тока ДГР и измеренной величины расстройки компенсации с учетом добротности КНП (Бреслер-0107.060). Вариация метода управления в устройствах REG-DPA и EFC-50(i) связана с использованием метода наложения синтезированного двухчастотного сигнала из тока промышленной сети 50 Гц в нейтраль электрической сети.

Теоретически метод возбуждения нейтрали на непромышленной частоте позволяет с высокой точностью определить степень расстройки при изменениях емкостного тока сети и тока реактора независимо от добротности КНП, а также естественной несимметрии сети. Длительность инжектируемого через обмотку управления реактором импульса тока составляет, как правило, до 10 мс. Частота его повторения в режиме настройки плунжерных ДГР задается вручную уставками от 5 Гц до долей герц. Более 5 Гц устанавливать не рекомендуется, поскольку сужается диапазон измеряемой расстройки в сторону от максимальной недокомпенсации.

В таблице Г.14 приведены сравнительные характеристики выпускаемых и эксплуатируемых в настоящее время в отечественных сетях 6 – 35 кВ устройств автоматического регулирования тока компенсации ДГР.

Т а б л и ц а Г.14 - Сравнительные характеристики устройств автоматического регулирования тока ДГР

Тип регулятора	Применяется с ДГР	Точность настройки ¹	Расстройка компенсации ²	Сохранение информации об аварийных режимах работы / осциллограф	Функция определения поврежденного фидера (ОПФ) ³	Работоспособность автоматики в сети с низкой добротностью ⁴
МИРК-5	РЗДПОМА	±1%	-100...+95%	да, возможен режим самописца	да, по заказу	нет
УАРК-105	плунжерного типа	±1%	-100...+95%	да, при использовании РВЦ-801	да, при использовании ПЗЗМ-3	да, при использовании блока возбуждения нейтрали
САНК-5.1	плунжерного типа	±2%	нет данных	да, без осциллографа	нет	да, при искусственном смещении нейтрали от специального генератора
Бреслер-0107.060	плунжерного типа, дискретного типа (статические)	±1 %	-400...+85%	да	есть	да
ШЭА1002	плунжерного типа, дискретного типа (статические), с частичным и полным подмагничиванием	±1%	-800...+95%	да	есть	да, управление добротностью
REG-DPA	плунжерного типа	не хуже ±5 ⁵	нет данных	да, возможен режим самописца	есть, за счет подключения шунтирующего резистора на 1-3 с	да, при правильной настройке
EFC-50(i)	плунжерного типа	не хуже ±5 ⁵	нет данных	да, возможен режим самописца	есть	да, при правильной настройке
<p>Примечания:</p> <p>1) Относительно 50 Гц емкостного тока ОЗЗ;</p> <p>2) При которой автоматика способна функционировать;</p> <p>3) При замыкании на землю, ток от высокоомного резистора в нейтрали способствует увеличению полезного сигнала для алгоритмов ОПФ;</p> <p>4) В том числе комбинированным заземлением нейтрали, без введения искусственной однофазной несимметрии;</p> <p>5) Значение не указано в документации на автоматику, но должно соответствовать требованиям ПТЭ</p>						

Приложение Д (рекомендуемое)

Рекомендации по организации и конкретным типам релейной защиты от однофазных замыканий на землю при резистивном заземлении нейтрали

Д.1 Организация и типы релейной защиты при применении низкоомных резисторов

Защита присоединений от ОЗЗ в сетях 6-35 кВ возможна в следующих исполнениях:

- а) простые токовые реле, действующие на отключение для защиты присоединений от замыканий на землю в сочетании с низкоомными резисторами, имеющими ограниченное время работы при ОЗЗ;
- б) современные терминалы защиты на каждом присоединении с функцией ненаправленной (51N/51G) или направленной (67N) токовой защиты, работающие на отключение, в сочетании с низкоомными резисторами в нейтрали;
- в) централизованные защиты от замыканий на землю для сетей 6-35 кВ, работающей на отключение, в сочетании с низкоомными резисторами в нейтрали.

При низкоомном резистивном заземлении нейтрали ($I_R = 50-1000$ А) хорошей селективности можно добиться, используя токовые ненаправленные защиты (код ANSI 51N/51G) и направленные защиты от ОЗЗ (код ANSI 67/67N).

При низкоомном резистивном заземлении нейтрали возможно также применение централизованных устройств защиты.

Д.2 Организация релейной защиты при применении высокоомных резисторов

Для сетей с высокоомным резистивным заземлением нейтрали применимы **устройства направленной токовой защиты** от замыканий на землю. К таким устройствам относятся как большинство терминалов защиты с функцией защиты по коду ANSI 67N, так и отдельные устройства защиты.

При использовании направленных токовых защит отстройка от собственных ёмкостных токов не проводится, что позволяет обеспечить требуемую чувствительность при значительно меньших активных токах резистора. Отстройка направленных защит проводится только от токов небаланса в максимальных рабочих режимах и уставка таких защит выбирается с точки зрения обеспечения чувствительности.

Так как организация защиты присоединений от ОЗЗ возможна только с использованием кабельных трансформаторов тока, то необходимо использовать микроэлектронные реле тока, имеющие низкое входное сопротивление.

$$I_{CЗ} = \frac{I_{рез}}{k_{ч}}, \quad (Д.1)$$

где $I_{рез}$ – ток резистора, А;

$k_{ч}$ – коэффициент чувствительности.

Рекомендуемые значения нормируемого коэффициента чувствительности:

$K_{чнорм} \geq 1,5 \div 2,0$ – для реле типа РТЗ-51;

$K_{чнорм} = 1,25 \div 1,50$ – для микропроцессорных терминалов.

При этом меньшие значения относятся к кабельным линиям, а большие – к воздушным линиям.

Высокоомный резистор выбирается по условию ограничения перенапряжений, поэтому токи срабатывания защит от ОЗЗ с учетом чувствительности не должны превышать $(1,25-2,00)I_{рез}$.

Возможны два варианта:

1. Установка на присоединениях секции 6-35 кВ микропроцессорных терминалов защиты имеющих функцию по коду ANSI 67Ns. Эта функция реализует, в том числе выделение активного тока по выражению $I_0 \cos \varphi$, поэтому наличие резистора в сети обеспечит стабильную работу при любых видах замыканий на землю. К подобным терминалам относятся большинство терминалов защиты присоединений как российского, так и зарубежного производства.

2. Установка на секции 6-35 кВ одного устройства централизованной защиты от замыканий на землю. Достоинством таких защит является высокая чувствительность, вследствие одновременного сравнения сигналов со всех присоединений. Терминалы централизованных защит реализуют как направленные, так и простые токовые функции.

Д.3 Организация релейной защиты при комбинированном заземлении нейтрали

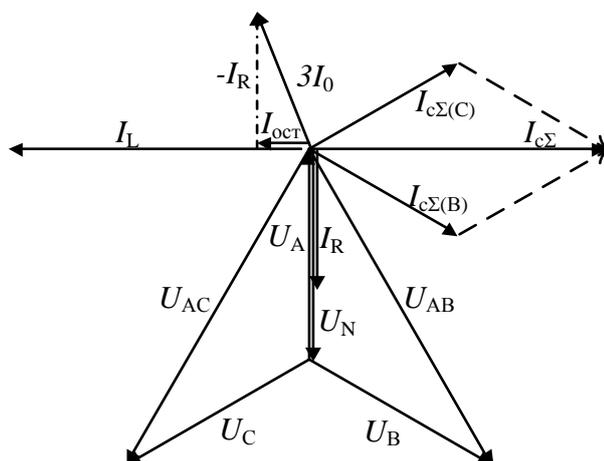


Рисунок Д.2 – Векторная диаграмма при замыкании в сети с комбинированным заземлением нейтрали

Применение ненаправленных и направленных токовых защит в сетях с компенсацией ёмкостных токов и комбинированным заземлением нейтрали невозможно, поэтому для организации защиты присоединений от замыканий на землю необходимо использовать устройства защиты, основанные на принципах замера активной мощности нулевой последовательности, направления активного тока или значения высших гармоник в токах НП (код ANSI 32). Интегральный показатель активной мощности НП является более надежным и работает как при металлических, так и при дуговых замыканиях на землю. Также существуют защиты, основанные на определении мгновенной мощности в момент замыкания, анализе величин переходных процессов и замере высших гармоник, предназначенные для защиты сетей с компенсированной нейтралью. Такие защиты подходят к сетям с комбинированным заземлением нейтрали.

Используются защиты для сетей с компенсированной и комбинированной нейтралью двух классов – индивидуальные и централизованные. Индивидуальные зачастую являются терминалами защит присоединения с функцией защиты от замыканий на землю.

Централизованные защиты являются более эффективными по принципу функционирования. Установка таких защит требует меньших затрат. Один комплект защиты охватывает сразу все присоединения секции или всей подстанции.

Д.4 Типы релейной защиты при высокоомном резистивном и комбинированном заземлении нейтрали

При высокоомном ($I_R = 2,0-12$ А) или комбинированном заземлении нейтрали целесообразно предусмотреть комплектацию релейных отсеков ячеек индивидуальными защитами. Целесообразно применять также централизованные устройства защиты.

Приложение Е
(рекомендуемое)

**Методики расчета уставок токовых защит нулевой последовательности
и настройки устройств релейной защиты и автоматики в сетях с
резистивным заземлением нейтрали**

Е.1 Расчет уставок ненаправленных токовых защит нулевой последовательности

Е.1.1 Защиты присоединений потребителей

Входным сигналом для данной защиты является ток нулевой последовательности ТТНП, установленного на отходящем присоединении.

а) Первое условие выбора тока срабатывания защиты – несрабатывание защиты при внешнем ОЗЗ:

Защита отстраивается от максимального собственного емкостного тока защищаемого присоединения. Ток срабатывания защиты при наличии кабельного ТТНП определяется по выражению

$$I_{CЗ} = k_H k_{БР} I_{C\text{ФИД}\max}, \quad (\text{Е.1})$$

где k_H – коэффициент надежности;

$k_{БР}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ, а также способность реле реагировать на него;

$I_{C\text{ФИД}\max}$ – максимальное значение собственного емкостного тока защищаемого присоединения при внешнем ОЗЗ.

Рекомендуемые значения коэффициентов:

$$k_H = 1,2;$$

$$k_{БР} = 3 \div 5 \text{ – для электромеханических реле типа РТ-40};$$

$$k_{БР} = 2 \div 3 \text{ – для реле типа РТЗ-51};$$

$$k_{БР} = 1 \div 1,5 \text{ – для микропроцессорных защит};$$

$$k_{БР} = 1 \text{ – при времени срабатывания защиты более } 0,3 \text{ с.}$$

При выборе уставок срабатывания необходимо руководствоваться рекомендациями разработчика и изготовителя защиты.

б) Второе условие выбора тока срабатывания защиты – срабатывание (требуемая чувствительность) защиты при ОЗЗ на защищаемом присоединении:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ЗАЩ}}}{I_{\text{СЗ}}} \geq k_{\text{чнорм}}, \quad (\text{E.2})$$

где $I_{\text{ЗАЩ}}$ – полный ток ОЗЗ (геометрическая сумма суммарного емкостного тока и активного тока резистивного заземления), протекающий в месте установки защиты при ОЗЗ на защищаемом присоединении.

В резистивно-заземлённых сетях ток в защите определяется по выражению:

$$I_{\text{ЗАЩ}} = \sqrt{(I_{\text{С}\Sigma}^I)^2 + (I_{\text{R}})^2}, \quad (\text{E.3})$$

где $I_{\text{С}\Sigma}^I$ – суммарный ёмкостный ток сети за вычетом ёмкостного тока защищаемого присоединения;

I_{R} – ток заземляющего резистора, протекающий по защите повреждённого присоединения.

В сетях без резистивного заземления $I_{\text{ЗАЩ}} = I_{\text{С}\Sigma}^I$.

Рекомендуемые значения нормируемого коэффициента чувствительности:

$K_{\text{чнорм}} \geq 1,5 \div 2,0$ – для реле типа РТЗ-51;

$K_{\text{чнорм}} = 1,25 \div 1,50$ – для микропроцессорных терминалов;

При этом меньшие значения относятся к кабельным линиям, а большие – к воздушным линиям.

При использовании на отходящем присоединении трехтрансформаторного фильтра тока НП ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{\text{СЗ}} = k_{\text{H}} \cdot (k_{\text{БР}} I_{\text{СФИД max}} + I_{\text{НБ}}). \quad (\text{E.4})$$

Ток небаланса трехтрансформаторного фильтра $I_{\text{НБ}}$, определяется как:

$$I_{\text{НБ}} = k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{КЗ max}}, \quad (\text{E.5})$$

где $k_{\text{ОДН}} = 0,5 \div 1,0$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon = 0,1$ – предельная погрешность трансформаторов тока;

$I_{\text{КЗ max}}$ – максимальный ток междуфазного КЗ, который будет протекать по фильтру.

Именно большие токи междуфазных КЗ приводят к появлению в трехтрансформаторных фильтрах тока НП значительных токов небаланса, от которых необходимо отстраивать защиту, если это не выполнено соответствующим выбором выдержки времени.

На практике выбор уставки срабатывания защиты отходящего присоединения целесообразно осуществлять по требуемому коэффициенту чувствительности $k_{\text{ч}}$. Тогда ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{C3} = \frac{I_{ЗАЩ\min}}{k_{\text{Ч}}}, \quad (\text{E.6})$$

где $I_{ЗАЩ\min}$ – минимальный ток, протекающий через фильтр тока при ОЗЗ на защищаемом присоединении.

Ток, протекающий через защиту при ОЗЗ на защищаемом присоединении, будет минимален, если через нее протекает только активный ток, обусловленный наличием резистора в нейтрали. Тогда:

$$I_{ЗАЩ\min} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{N0}}. \quad (\text{E.7})$$

Полученная уставка должна быть проверена по условию несрабатывания при внешнем повреждении по выражению (E.1). В большинстве случаев данное условие выполняется, однако при больших величинах токов присоединения (20 А и более) условие не выполняется, и защита может оказаться неэффективной.

E.1.2 Защиты присоединения с резистором и секции шин

Защита заземляющего резистора по цепям тока подключается к трансформатору тока, установленному в цепи резистора. Эта защита обеспечивает отключение источника питания (вводного и секционного выключателей) при ОЗЗ на шинах и присоединении резистора, а также обеспечивает дальнейшее резервирование в случаях отказа выключателей или защит отходящих присоединений. Функционально данная защита, как правило, входит в состав защит вводного и секционного выключателей.

Уставка срабатывания защиты по току с учетом формул (12.6) и (12.7) Раздела 12 определяется по выражению:

$$I_{C3} = \frac{I_N}{k_{\text{Ч}}} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{Ч}} \cdot Z_{N0}}. \quad (\text{E.8})$$

Проверка данной защиты по условию отстройки по току не требуется.

Время срабатывания защиты, входящей в состав терминала защиты секционного выключателя, принимается на ступень селективности больше максимального времени срабатывания защит от ОЗЗ отходящих присоединений.

$$t_{C3-CEKЦ} = t_{C3\max} + \Delta t, \quad (\text{E.9})$$

где Δt – ступень селективности.

Рекомендуемые значения:

$\Delta t=0,5$ с при согласовании защиты с защитами отходящих присоединений, выполненными на электромеханических и полупроводниковых реле;

$\Delta t=0,2\div 0,3$ с при согласовании защиты с защитами отходящих присоединений, выполненными на микропроцессорной элементной базе.

Время срабатывания защиты, входящей в состав терминала защиты вводного выключателя, принимается на ступень селективности больше времени срабатывания защиты секционного выключателя:

$$t_{CЗ-ВВОДА} = t_{CЗ-СЕКЦ} + \Delta t. \quad (E.10)$$

Целесообразно иметь два набора уставок по времени на вводном выключателе. В нормальном режиме (при отключенном секционном выключателе) время срабатывания защиты вводного выключателя аналогично (E.9) должно быть равным:

$$t_{CЗ-ВВОДА} = t_{CЗmax} + \Delta t, \quad (E.11)$$

при этом должно выполняться условие по обеспечению термической стойкости низкоомного резистора с учетом выражения (E.7).

Е.2 Пример расчета уставок ненаправленной токовой защиты от замыканий на землю в сети с низкоомным резистивным заземлением нейтрали

Пусть к секциям шин 6 кВ ПС 110/10/6 кВ подключено несколько присоединений (рисунок Е.1, таблица Е.1).

При известных марках, сечениях и длинах кабельных линий присоединений емкостный ток ОЗЗ может быть определен как:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \omega \cdot C_{уд} \cdot l, \text{ А}, \quad (\text{Е.12})$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети, В;

ω – угловая частота сети, рад/с;

$C_{уд}$ – погонная емкость линии, Ф/км;

l – длина линии, км.

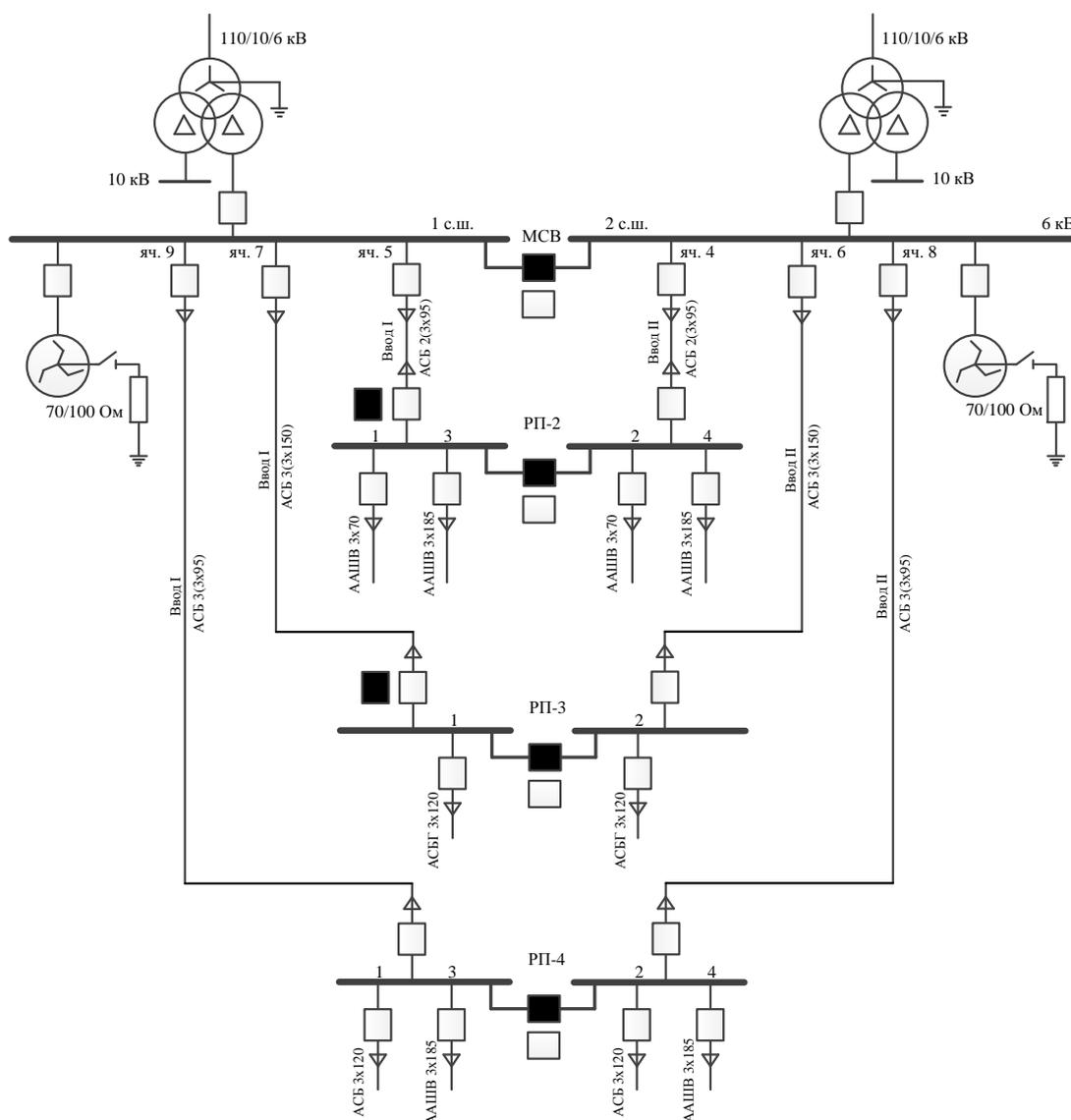


Рисунок Е.1 – Схема сети 6 кВ ПС 110/10/6 кВ для расчета уставок ненаправленной токовой защиты от ОЗЗ и выбора номинала низкоомных резисторов

Т а б л и ц а Е.1 – Емкостные токи присоединений секции шин 6 кВ ПС 110/10/6 кВ

№ ячейки	Присоединение	Марка, сечение кабеля	Длина, м	Пог. емкость, мкФ/км	Емкость, мкФ	Емкостный ток, А	
яч.4	РП 2 ввод II	АСБ 2(3x95)	2500	0,247	1,235	4,03	6,0
	РП 2 яч.2	ААШВ 3x70	400	0,214	0,086	0,28	
	РП 2 яч.4	ААШВ 3x185	1520	0,343	0,521	1,70	
яч.6	РП 3 ввод II	АСБ 3(3x150)	4000	0,311	3,73	12,2	14,5
	РП 3 яч.2	АСБГ 3x120	2500	0,278	0,695	2,26	
яч.8	РП 4 ввод II	АСБ 3(3x95)	850	0,247	0,630	2,06	6,6
	РП 4 яч.2	АСБ 3x120	1700	0,278	0,47	1,54	
	РП 4 яч.4	ААШВ 3x185	2700	0,343	0,93	3,0	

Защиты присоединений должны быть отстроены от максимального собственного емкостного тока. Ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{CЗ} \geq k_H \cdot k_{БР} \cdot I_{СФИД \max}, \text{ А}, \quad (\text{Е.13})$$

где $k_H = 1,2$ – коэффициент надежности;

$k_{БР} = 1,5 \div 2,0$ – для микропроцессорных защит.

При ремонте 1-й секции 6 кВ ПС 110/10/6 кВ, или выходе из строя питающего кабеля 1-й секции любой РП (ввод I) возможно включение секционного выключателя на любом питаемом РП (в зависимости от того, на какую РП отключился ввод I). В таком случае емкостный ток питающей линии «ввод II» 2-й секции каждой РП возрастет. Пусть схема сети 6 кВ (рисунок Е.1) симметрична: питание потребителей от разных секций ПС и каждой РП происходит по абсолютно одинаковым линиям. В таком случае при расчете уставок ненаправленной защиты, для отстройки от собственных емкостных токов линий, нужно учесть, что к ёмкостному току каждого фидера «ввод II» добавятся емкостные токи КЛ, отходящих от 1-й секции каждой питаемой РП (см. таблицу Е.2). Таким образом, полагаем, что 1-я и 2-я секции каждой РП в аварийной схеме объединены и питаются от 2-й секции 6 кВ ПС 110/10/6 кВ по вводам II.

По заданному коэффициенту чувствительности можно определить требуемый активный ток резистора:

$k_{ч} \geq 1,5$ – для защит воздушных и кабельных линий;

$k_{ч} \geq 2$ – для защит электродвигателей.

Активный ток резистора определяется по условию обеспечения требуемой чувствительности в наиболее тяжелом (например, ремонтном) режиме работы подстанции. Таким режимом, при малом числе присоединений секции шин, является режим наличия только защищаемого присоединения и резистора. Ток резистора

определится по выражению:

$$I_R = I_{C3} \cdot k_{\text{ч}} \quad (\text{E.14})$$

Исходя из условий задачи, минимальный ток резистора должен составлять не менее 45,3 А, что для сети 6 кВ соответствует резистору с номиналом 76,5 Ом. Тогда для заземления нейтрали можно использовать резистор номиналом 70 Ом с $I_{\text{Рном}} = 49,5$ А (типа РЗ-70-6).

Т а б л и ц а Е.2 – Токи резисторов и токи срабатывания защит

№ ячейки	ПС 110/10/6 кВ					
	$I_{\text{с}}$, А	$I_{\text{с.рем}}$, А	$I_{\text{с3.расч}}$, А	$I_{\text{с3рем}}$, А	$I_{\text{R.рем}}$, А	$I_{\text{с3}}$, А
яч.4	6,0	7,98	10,8	14,4	21,6	15
яч.6	14,5	16,76	26,1	30,2	45,3	30,5
яч.8	6,6	11,1	11,88	20,0	30,0	20
Примечание – Для защит с выдержкой времени $k_{\text{БР}}$ может быть принят равным 1, что для данного расчетного случая позволило бы снизить требуемый активный ток резистора до $I_{\text{R}} = 30,2$ А, а сопротивление увеличить до $R = 114$ Ом. Ближайший меньший типовой номинал резистора, удовлетворяющий таким условиям – 100 Ом ($I_{\text{R}} = 34,6$ А) (типа РЗ-100-6).						

При этом защиты питающихся от подстанции РП-6 кВ имели бы выдержку времени 0,5 секунды, а защиты рассматриваемой подстанции – 1,0 секунду.

Отметим, что пуск защит по напряжению нулевой последовательности позволит не отстраиваться от небалансов ТТНП, возникающих при междуфазных коротких замыканиях.

Е.3 Расчет уставок направленных токовых защит нулевой последовательности

Е.3.1 Расчет уставок направленных защит по току

Направленные токовые защиты, реагирующие на составляющую промышленной частоты тока нулевой последовательности, с фазовыми характеристиками двух типов, изображены на рисунке Е.2.

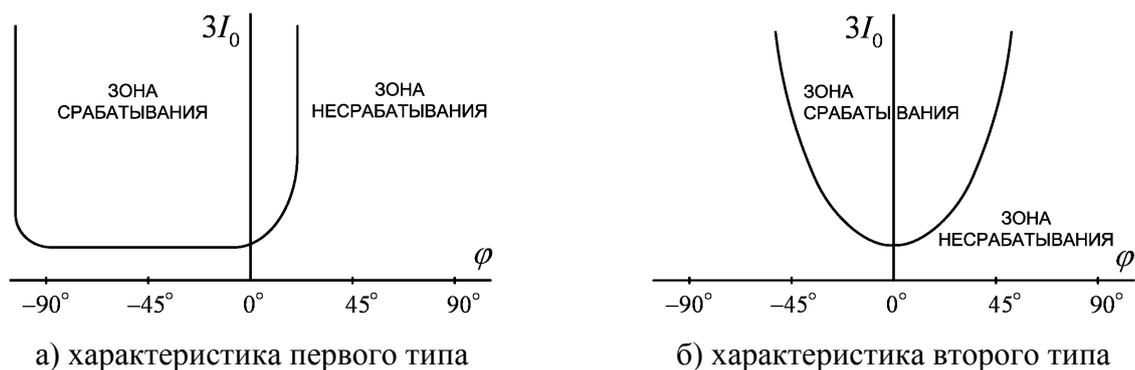


Рисунок Е.2 – Фазовые характеристики направленных токовых защит от ОЗЗ, применяемых в сети с резистивным заземлением нейтрали

Фазовой характеристикой первого типа (рисунок Е.2,а) обладает ряд защит по коду ANSI 67N/67NS. Такие защиты реагируют как на активную, так и на ёмкостную составляющие токов ОЗЗ. Фазовой характеристикой второго типа (рисунок Е.1,б) обладают защиты, реагирующие только на активную составляющую тока нулевой последовательности. Далее рассматривается выбор уставок применительно к характеристике на рисунке Е.2,а.

При выборе типа защиты следует иметь в виду следующее:

- характеристика первого типа обеспечивает работоспособность защиты от ОЗЗ при наличии в сети заземляющего резистора и при работе сети в режиме изолированной нейтрали;
- характеристика второго типа обеспечивает работоспособность защиты от ОЗЗ только при использовании заземляющего резистора. При выходе заземляющего резистора из строя сеть остаётся без защиты от ОЗЗ. Применение таких защит целесообразно в сети, оснащенной заземляющими резисторами, способными длительное время находиться в режиме ОЗЗ (например, типа РЗ). Защиты такого рода следует применять с неразъемными кабельными ТТНП по согласованию с производителями терминалов защит.

На рисунке Е.3 представлена характеристика реле защиты, соответствующая изображённой на рисунке Е.2,а.

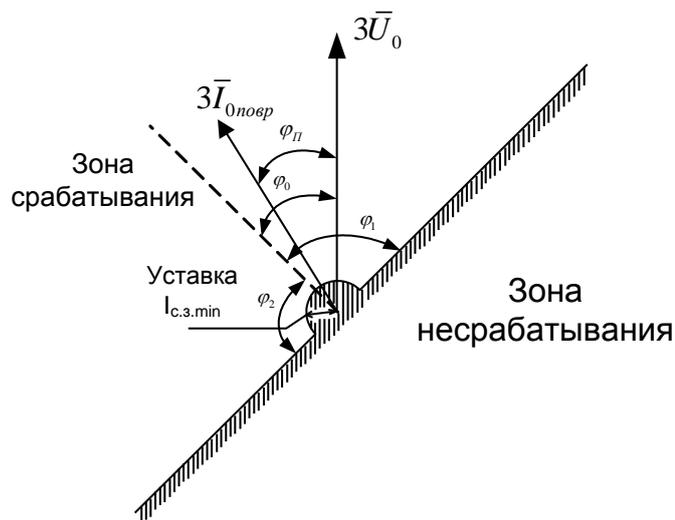


Рисунок Е.3 – Характеристика реле направленной защиты от ОЗЗ с фазовой характеристикой первого типа

Выбор уставки по току срабатывания защиты выполняется следующим образом. Минимальный ток срабатывания направленных токовых защит не требуется отстраивать от ёмкостного тока защищаемого присоединения $I_{0\text{повр}}$ при внешнем ОЗЗ (см. рисунок Е.2). Его надо отстраивать от суммарного максимального тока небаланса $I_{\text{нб}\Sigma}$, который может протекать по рассматриваемому устройству защиты при внешнем ОЗЗ и вектор которого может располагаться в пределах зоны срабатывания защиты:

$$I_{C3\text{min}} = k_H I_{\text{нб}\Sigma}, \quad (\text{Е.15})$$

где k_H – коэффициент запаса, значение которого равно 1,2 (для микропроцессорных терминалов допускается =1,1÷1,15);

$I_{\text{нб}\Sigma}$ – суммарный максимальный ток небаланса.

В процессе проектирования защиты кабельной линии для обеспечения необходимой чувствительности уставку защиты определяют по следующей формуле:

$$I_{C3\text{min}} = \frac{I_R}{k_{\text{чнорм}}}, \quad (\text{Е.16})$$

где I_R – ток заземляющего резистора при металлическом ОЗЗ;

$k_{\text{чнорм}} = 1,5 \div 2,0$ – нормируемый коэффициент чувствительности.

Для обеспечения необходимой чувствительности защиты при выходе из строя заземляющего резистора следует дополнительно к (Е.16) обеспечить справедливость условия

$$I_{C3\text{min}} = \frac{I_{C\Sigma}^I}{k_{\text{чнорм}}}, \quad (\text{Е.17})$$

где $I'_{C\Sigma}$ – суммарный минимальный ёмкостный ток сети за вычетом ёмкостного тока защищаемого присоединения.

Из двух полученных по (E.16) и (E.17) значений I_{C3min} , необходимо принять меньшее.

При расчёте уставок защиты ВЛ кроме условий (E.16), (E.17) необходимо рассчитать максимальное переходное сопротивление $R_{ПЕР}$, при котором защита будет способна отключить ОЗЗ. Необходимо, чтобы защита была способна «чувствовать» ОЗЗ через переходное сопротивление порядка 3–5 кОм.

Расчёты следует проводить в следующем порядке.

а) Напряжение нулевой последовательности $3U_0$ при ОЗЗ через переходное сопротивление $R_{ПЕР}$ определяется по формуле:

$$3U_0 = b \cdot 3U_{\phi}, \quad (E.18)$$

где b – коэффициент полноты замыкания.

б) Комплексное значение коэффициента \bar{b} определяется по следующему выражению:

$$\bar{b} = \frac{1}{R_{ПЕР} \left(j\omega C_{\Sigma} + \frac{1}{\bar{Z}_H} \right) + 1}, \quad (E.19)$$

где $R_{ПЕР}$ – значение переходного сопротивления в месте ОЗЗ;

C_{Σ} – суммарная ёмкость сети;

\bar{Z}_H – сопротивление, через которое нейтраль сети соединена с землёй.

Модуль величины \bar{b} определяется как:

$$b = \frac{1}{\sqrt{(1 + R_{ПЕР} Y_R)^2 + (R_{ПЕР} Y_C)^2}}, \quad (E.20)$$

где $Y_R = \frac{1}{R_N}$; $Y_C = 3\omega C = \frac{I_C \sqrt{3}}{U_{НОМ}}$ – ёмкостная проводимость сети.

Направленная защита от ОЗЗ на ВЛ перестанет работать при $b \leq \frac{1}{k_q}$.

Е.3.2. Выбор уставок направленных защит по напряжению и времени срабатывания

По напряжению. Небаланс по напряжению нулевой последовательности как правило не превышает значение 2,5 В. Поэтому напряжение срабатывания защиты необходимо принимать $U_{C3min} =$ от 5 до 7,5 В. Рассматриваемое устройство защиты от ОЗЗ будет чувствительнее стандартных устройств сигнализации по $3U_0$, имеющих уставку порядка 20 В.

По времени. Время срабатывания защиты $t_{C3-пр}$ присоединения определяется несколькими факторами: видом силовой установки, наличием распределительных пунктов или подстанций, питающихся от шин и т.д.

Варьируется выдержка времени срабатывания защиты:

- постоянная выдержка времени, не зависящая от входных сигналов защиты;
- «токозависимая» выдержка времени.

Направленные защиты от ОЗЗ, не имеющие выдержки времени, или с выдержкой времени $\Delta t=0,1\div 0,2$ с в бóльшей степени подвержены действию помех в переходных режимах, чем защиты с выдержкой времени $\Delta t=0,5\div 2,0$ с.

На рисунке Е.4 изображена токозависимая выдержка времени, повышающая селективность защиты. При ОЗЗ по повреждённому присоединению протекает сумма ёмкостных токов всех присоединений и ток заземляющего резистора $3I_0^H$. Если на защитах всех присоединений установлена одинаковая токозависимая характеристика, то защита повреждённого присоединения с большим током ОЗЗ сработает раньше (с выдержкой времени t_2) и подействует на его отключение, в то время как защита других, неповреждённых присоединений (с выдержкой времени t_1) работать не будет.

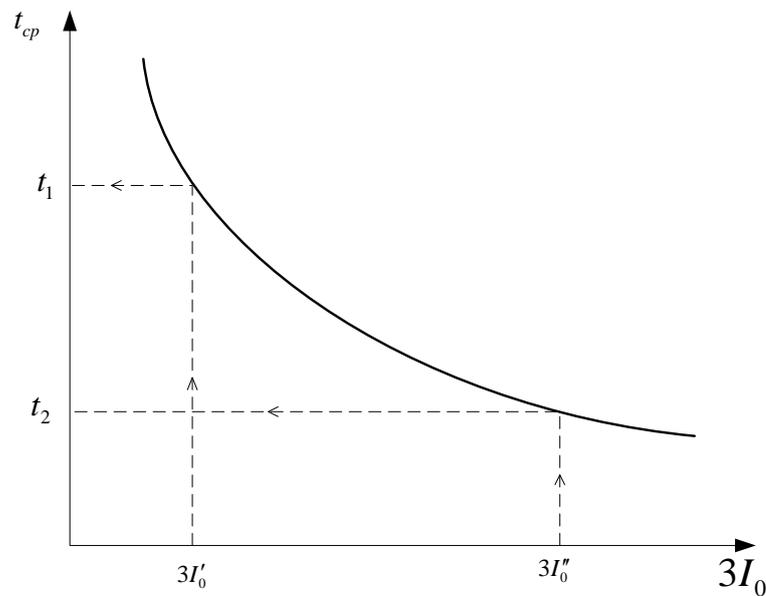


Рисунок Е.4 – Обратная зависимость характеристика выдержки времени t_{C3} защиты от тока ОЗЗ

Время срабатывания защиты отходящего присоединения принимается на ступень селективности больше максимального времени срабатывания защит от ОЗЗ присоединений, отходящих от шин питаемого РП.

$$t_{C3} = t_{C3-PP \max} + \Delta t, \quad (\text{E.21})$$

где Δt – ступень селективности, рекомендуемые значения:

$\Delta t = 0,5$ с при согласовании защиты с защитами отходящих присоединений, выполненными на электромеханических и полупроводниковых реле;

$\Delta t = 0,2 \div 0,3$ с при согласовании защиты с защитами отходящих присоединений, выполненными на микропроцессорной элементной базе.

При отсутствии защит от ОЗЗ на смежных элементах сети уставка срабатывания защиты по времени может быть принята равной нулю. Однако может быть целесообразным введение небольшой выдержки времени порядка $0,3 \div 1,0$ с для отстройки от переходных процессов и небалансов и повышения чувствительности защиты по току.